XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL



SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

EDITADO POR

EDUARDO J. GUZMÁN

TOMO V

E U R O P A

MÉXICO
1956

LOGY

SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

TOMO V

EUROPA

XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL



SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

EDITADO POR
EDUARDO J. GUZMÁN

TOMO V

EUROPA

MÉXICO
1956

Impreso en los talleres de la EDITORIAL STYLO, Durango 290, México, D. F.

SYMPOSIUM DE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

CONTENIDO

TOMO V

EUROPA

EUROPA

DEUTSCHLAND
(ALEMANIA)

ERDÖL- UND ERDGASFELDER IN DEUTSCHLAND [1]

SUMMARY

In Germany three oil bearing provinces are known:

the sedimentary basin of North-West Germany
the graben of the Rhine valley
the Molasse basin in South Germany.

The northwestern German basin contains up to 8000 m thick sediments of the younger Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic. The salt of the Permian forms the salt domes which are widely spread in this area. Within this wide basin several regions of strong depression and sedimentation, mainly during the Jurassic and partly also during lower Cretaceous time, were present. Large parts of these troughs have been preserved inspite of strong post-Jurassic tectonic (chapter II — VI). The oilfields in NW Germany are dependable on those troughs. They are found at salt domes (flanks, cap rock or super caps), in anticlines or in stratigraphical traps. Large gas fields have been found in dolomitic calcareous horizons of the Zechstein (Upper Permian). The Upper Rhine valley graben (chapter VII) is a tectonical graben, filled with Tertiary sediments up to 4000 m thick. Oil and gas accumulations can be found in tectonical structures in the interior of the graben or in the neighbourhood of the large border faults. The molasse trough (chapter VIII) is a large Tertiary depression on the north border of the Alps. One assumes Tertiary sediments up to 5000-6000 m. The oil and gas occurrences are mostly tectonical traps.

In 1955 the German production amounted to 3 147 234 ts oil and to 239 568 000 Nm³ gas. Up to the total oil production amounted to 25 442 867 ts and to 1 195 688 600 Nm³ gas. On December 31, 1955. January 1, 1955 the reserves were estimated at 65,36 million tons of oil.

---

[1] Redaktion: Amt für Bodenforschung, Abteilung Erdöl, Hannover, Wiesenstrasse 72/74.

Für diese Übersicht über die Erdöl-und Erdgasfelder in Deutschland standen den Geologen, die die Zusammenstellung der einzelnen Gebiete übernommen haben, die Ergebnisse einer grossen Anzahl unveröffentlichter Arbeiten zur Verfügung, die von verschiedenen Erdölgeologen und Geophysikern ausgeführt worden sind. Aus Platzmangel können diese Arbeiten und ihre Autoren leider nicht gennant werden.

I. EINLEITUNG

zusammengestellt von ALFRED BENTZ[2]
mit Abbildung 1—5

In Deutschland kann man drei Erdölprovinzen unterscheiden, die ihrem geologischen Aufbau und Werdegang nach ganz verschiedener Entstehung sind (Abb. 1). Es sind dies:

1.) das nordwestdeutsche Becken
2.) der Rheintalgraben
3.) das Molassebecken

1.) Das nordwestdeutsche Becken, das ungeführ der nordwestdeutschen Tiefebene entspricht, ist das wichtigste deutsche Erdölgebiet und hat bis Ende 1955 insgesamt 25 104 486 t 01 und 1 148 326 600 Nm^3 Gas geliefert. Die Ölproduktion stammt im wesentlichen aus mesozoischen Schichten, das Gas aus karbonatisch-dolomitischen Gesteinen des Oberperm (Zechstein). Die Verteilung der verschiedenen Ölhorizonte auf die einzelnen Felder geht aus Abb. 2 hervor.

Das ältere Paläozoikum und seine kristalline Unterlage, das hauptsächlich im Harz und im Rheinischen Schiefergebirge zutage ansteht, ist unter dem nordwestdeutschen Becken in grosse Tiefen versenkt worden und taucht erst im Norden der Ebene im Gebiet von Skandinavien wieder auf. Der älteste im Untergrund des nordwestdeutschen Flachlandes bisher bekannte Horizont der darüberliegenden Sedimentdecke ist das Perm. Das Rotliegende (Unterperm) besteht im wesentlichen aus Konglomeraten, Sandsteinen und roten Tonen kontinentaler Entstehung und enthält im Bereich von Schleswig-Holstein und der Unterelbe mächtige Salzablagerungen. Mit dem Zechstein (Oberperm) erfolgt vom Skandik aus über die heutige Nordsee eine grosse marine Transgression, die bis in die Gegend des heutigen Rheintalgrabens, Württembergs und Bayerns reicht. In vier verschiedenen Zyklen haben sich mächtige Salzablagerungen gebildet, die zum Teil Kalisalze

[2] Anschrift: Prof. Dr. A. Bentz, Präsident, Amt für Bodenforschung Hannover, Wiesenstrasse 72/74.

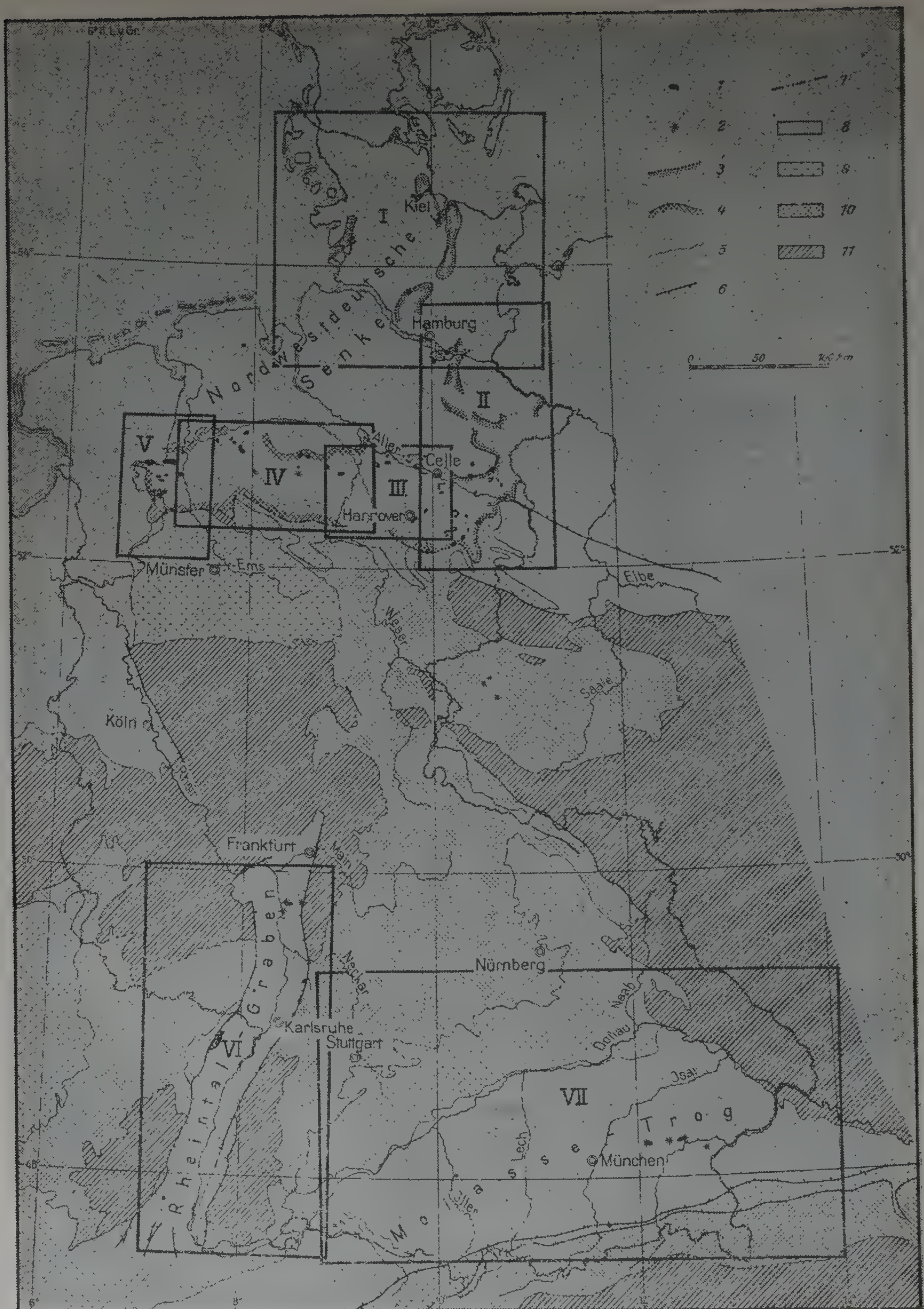


Abb. 1: Erdölgeologische Übersichtskarte von Westdeutschland. 1 Erdölfeld, 2 Erdgasfeld, 3 Doggertröge im tieferen Untergrund von Schleswig-Holstein und östlich sowie nordöstlich von Hannover, 4 Becken mit mächtigem Jura + Unterkreide im tieferen Untergrund westlich von Hannover, 5 Südgrenze des Salzstockgebietes, 6 Verwerfung, 7 Nordrand des mitteldeutschen Gebirges, 8 Quartär + Tertiär, 9 Kreide + Jura, 10 Trias, 11 Paläozoikum und kristalline Gesteine.

Erdöl- und Erdgasspeicher in Deutschland

Anlage

Geologische Formationen

- Quartär: Holozän, Pleistozän
- Tertiär
  - Jung: Pliozän, Miozän
  - Alt-: Oligozän (Pechelbronner Sch.), Eozän, Paläozän
- Kreide
  - Obere: Maastricht, Campan, Santon, (Muc. Senon, Quadr. Senon, Granul. Senon, Emscher; Reitbr. Sch., Basissand), Turon, Cenoman
  - Untere: Alb, Apt (Klüft. Apt-Kalke), Barrême, Hauterive, Valendis (Sandst.), Wealden (Sandst. Lumach.)
- Jura
  - Malm: Serpulit, Munder Mergel, Gigas Schichten (Kalkstein), Kimmeridge (Sandstein), Korallenoolith (oolith. Kalkst.), Heersumer Schichten
  - Dogger: Callovien, Bathonien (Cornbr. Kalksandste.), Bajocien (Suderbrucher Sandst., limn. Sandst. in Holst.), Oberes Aalénien (Bela-Sandst.)
  - Lias: Unt. Aalénien u. Ob. Toarcien, Unt. Toarcien (Posidonienschiefer), Domérien, Pliensbachien, Sinémurien, Hettangien (Sandstein)
- Trias
  - Keuper: Rhät (Ob. K.) – Oberrhät (Sandstein), Mittelrhät (Sandstein), Unterrhät; Mittl. Keuper (Schilfsandst.), Unterer Keuper
  - Muschelkalk: Oberer, Mittlerer, Unterer
  - Buntsandstein: Oberer, Mittlerer, Unterer
- Perm
  - Zechstein: 4 Aller Serie, 3 Leine Serie (Hauptanhydrit/Plattendol.), 2 Staßfurt Serie (Stinkschiefer/Hpt. Dol.), 1 Werra Serie
  - Rotliegendes: Oberes, Unteres

Felder

a) nördl. d. Elbe: Boostedt, Bramstedt, Heide, Kiel, Plön, Reitbrook

b) zwischen Elbe und Weser: Broistedt, Calberlah, Edesse, Ehra, Eicklingen-Wienh., Eilte, Fladigen, Fuhrberg-Homb., Gifhorn, Hademstorf, Hänigsen, Hankensbüttel, Hohenassel, Hohne, Kronsb./Pattens, Lehrte, Lüben, Meckelfeld, Meerdorf, Mölme, Nienhagen, Oberg, Ölheim-Süd, Rühme, Steimbke, Suderbruch, Thören, Vorhop, Wesendorf, Wietzendorf-N, Wietze

c) zwischen Weser und Ems: Barenburg, Bockstedt, Düste, Etzel, Hemmelte-West, Liener, Molbergen, Ostenwalde, Quakenbrück, Rehden, Vogtei

d) westlich der Ems: Adorf, Bentheim, Emlichheim, Frenswegen, Georgsdorf, Hebelermeer, Itterbeck-Halle, Lingen, Ruhle, Scheerhorn

e) Rheintal: Eich, Forst Weiher, Landau, Pfungstadt, Rot, Stockstadt, Wattenheim, Weingarten

f) Alpenvorland: Ampfing, Heimertingen, Isen

Neokom — Neokom — Neokom — Dogger(?) — Caprock-Brekzie

✱ Gasfeld — ✱ Gasfeld, nicht produzierend — ○ Gasfeld, erschöpft — Ölproduktion: ▬ groß, ▬ mittel, — gering, --- erschöpfte Öllagerstätten



Stand: 31. Dez. 1955

·18 am. exactamente

Abb. 2: Erdöl- und Erdgasspeicher in Deutschland.

führen. Die Salze des Perm haben Veranlassung zur Bildung von rund 200 Salzstöcken gegeben. Meist sind daran nur die Salzfolgen des Zechsteins beteiligt, doch sind im Bereich der Salzablagerungen des Rotliegenden auch diese in den Bau der sogenannten Doppelsalinare Schleswig-Holsteins einbezogen. Die Salzstöcke bilden wichtige Ölfallen, soweit sie im Bereich der jurassischen Sedimentationströge liegen.

Die Trias ist vorwiegend kontinentaler Entstehung mit einer schwach marinen Einschaltung des Muschelkalkes in der Mitte. Salze finden sich im Oberen Buntsandstein, im Muschelkalk und stellenweise auch im Keuper.

In der obersten Trias, im Rhät, erfolgt die nächste grosse Transgression wiederum aus dem Raum der heutigen Nordsee, die im Jura fortschreitet. Er ist fast in allen seinen Abteilungen voll marin entwickelt und kann durch zahlreiche Fossilien sehr gut korreliert werden.

Während man früher z. T. annahm, dass das nordwestdeutsche Becken im Jura eine mehr oder weniger einfache Beckenform aufweist, stellte sich durch neuere Untersuchungen heraus, dass eine Reihe von verhältnismässig schmalen, aber sehr langen Sedimentationströgen vorhander ist, in denen die primäre Mächtigkeit, insbesondere von Lias und Dogger, das Mehrfache der umgebenden Schwellengebiete betragen kann. Diese synsedimentären Juratröge sind für die Erdölführung Nordwestdeutschlands von grundsätzlicher Bedeutung, weil sich gezeigt hat, dass alle Ölfelder in oder am Rande solcher Zonen mit mächtigerer Sedimentation liegen (Abb. 1).

Das niedersächsische Becken zwischen Hannover und der holländischen Grenze zeigte starke Absenkung und Sedimentation auch im Malm und in der Unterkreide. Im Portland ist es hier wiederum zur Ausscheidung einer mächtigen Salzfolge gekommen. In der Unterkreide finden sich die grössten Mächtigkeiten in diesem niedersächsischen Becken, während nördlich davon Schwellengebiete vorhanden sind, die zwar durch die jurassisch angelegten und eine Zeitlang noch persistierenden Tröge unterteilt wurden, aber im wesentlichen nur geringmächtige Reste von Unterkreide-Sedimenten aufweisen. In der Oberkreide tritt eine völlige Umkehr der Verhältnisse ein, indem im Süden des nordwestdeutschen Beckens, also insbesondere auch im Berreich des niedersächsischen Beckens, die Oberkreide nur in geringen

Mächtigkeiten zur Ablagerung kommt, während sie im Norden, also im Bereich der früheren Schwellenregion, sehr stark anschwillt.

Im Tertiär finden sich ebenfalls die grösseren Mächtigkeiten im Norden, und im Quartär wird das ganze Gebiet von jungen eiszeitlichen Ablagerungen bedeckt, so dass die Tektonik des Untergrundes nur durch Geophysik und Bohrungen festgestellt werden kann.

Die *Ölfelder Nordwestdeutschlands* gehören ganz verschiedenen Typen an. Am längsten bekannt sind die an die Zechsteinsalzstöcke gebundenen Felder, wo die Ölansammlungen an der Flanke, teilweise unter grossen Salzüberhängen, auftreten können. Auch über dem Salzstockscheitel sind einige Ölfelder gefunden worden. Ausserdem sind Ölfelder in Quersätteln vorhanden, die auf eine ältere tektonische Anlage zurückgehen und mit der Salzstockbildung nicht in direktem Zusammenhang stehen. Antiklinal-Lagerstätten finden sich vor allem im Emsland, aber auch in Form von sehr schwach geneigten und durch Verwerfungen gestörten Domen im Bereich zwischen den Salzstöcken, und zwar häufig unter der sehr weit verbreiteten Albtransgression. Im Bereich zwischen Weser und Ems spielen auch Verwerfungszüge neben der Faltung eine Rolle für die Ölansammlung.

Bei den neuesten Funden handelt es sich um stratigraphische Lagerstätten, und zwar vor allem um Transgressionsfallen am Rande der Juratröge, wo ölführende Sandsteine des Mittleren Jura (Dogger) von diskordant darüber lagernden und abdichtenden Horizonten der Unterkreide abgeschnitten werden. Ausserdem sind neuerdings reine petrographische Fallen nachgewiesen worden, die dadurch entstehen, dass poröse Sande in undurchlässige Tone übergehen. So sind auch ohne Rücksicht auf die heutige tektonische Position Ölansammlungen entstanden.

Das *Ölmuttergestein* für diese so mannigfachen Lagerstätten ist wahrscheinlich in den mächtigen und oft bituminösen Tonen und Mergeln vom Rhät bis zum Wealden, vielleicht sogar bis zum Apt zu suchen. Wahrscheinlich ist die Hauptbildungszeit des Öls Lias und vielleicht noch Unterer Dogger. Da die Juratröge sich rascher einsenkten als die umgebenden Schwellengebiete, wird sehr früh nach der Bildung des Muttergesteins auch eine erste Migration erfolgt sein. Als Fangstrukturen können in diesem frühesten Stadium Faziesfallen oder synsedimentäre Verwerfungen gedient haben. Anzeichen für die Mobilisierung des Zechsteinsalzes finden sich vielleicht schon im Lias,

wo allerdings nur beulenartige Aufwölbungen in Frage kommen dürften, während älteste Salzstöcke, die die Trias und den Lias diskordant durchstossen, schon für die Zeit des Unteren Dogger nachgewiesen sind. Zur Zeit der Transgression an der Wende Jura-Kreide bestanden aber sicher schon sehr zahlreiche Salzstrukturen, die also vom Dogger ab ebenfalls als Fangstrukturen in Frage kommen. Die eigentlichen Faltungserscheinungen sind jünger und gehören zur Hauptsache wohl der laramischen Phase an der Wende Kreide-Tertiär, aber auch jüngeren tertiären Bewegungen an, so dass für die Lagerstättenbildung in den Antiklinalen und vor allem in den Transgressionsfallen verhältnismässig junge Perioden in Frage kommen dürften.

Alle diese Lagerstätten befinden sich im oberen tektonischen Stockwerk des Sedimentbeckens, während darunter das tiefere Stockwerk mit dem mobilen Salz des Zechsteins folgt. In diesem sind zwar bisher nur kleinere Ölvorkommen erschlossen worden (Volkenroda in Thüringen und Fallstein im Harzvorland), aber von grosser wirtschaftlicher Bedeutung erwiesen sich die Gasvorkommen in verschiedenen dolomitisch-karbonatischen Horizonten des Zechsteins. Da diese Horizonte im Bereich des nordwestdeutschen Beckens im allgemeinen sehr tief liegen, muss die Erschliessung des tieferen Stockwerkes von den Randgebieten ausgehen, und demzufolge liegen die bisher gefundenen Gasfelder des Zechsteins im Emsland und im Wiehengebirgsvorland.

2.) *Rheintalgraben.* Die Bildung dieser grossen Bruchzone zwischen Basel und Frankfurt/Main begann mit einer Einsenkung im Obereozän, die im südlichen Teil des Grabengebietes ihr Maximum im Unteroligozän erreichte. Es kamen mächtige Tone, Mergel, Sandsteine und am Rande auch Konglomerate zur Ablagerung, die unter limnischen und brackischen Sedimentationsbedingungen entstanden. Die unteroligozänen Pechelbronner Schichten führen im südlichsten Teil des Grabens mächtige Salzlager mit Kali. Diese Schichtenfolge ist vielfach bituminös und dürfte das Ölmuttergestein für die grosse Mehrzahl der bisher erschlossenen Lagerstätten darstellen.

Die Pechelbronner Schichten reichen zwar im Norden in reduzierter Mächtigkeit bis in die Gegend von Darmstadt, aber die Absenkung erreichte in diesem nördlichen Teil ihr Maximum erst im Untermiozän, wo in Gestalt der Corbicula– und Hydrobien-Schichten eine zweite bituminöse Schichtenfolge mit Öl– und Gasbildung entstand. Die Gas-

felder von Pfungstadt, Stockstadt und Eich dürften auf diese aquitane Ölserie zurückzuführen sein.

Dar Tertiär des Rheintalgrabens, das 3000-4000 m mächtig werden kann, liegt im Norden auf Rotliegendem und greift nach Süden auf immer jüngere Schichten, und zwar im südlichsten Teil des Grabens auf Malm über. Da im Transgressions-Konglomerat des Eozän Gerölle von Asphalt-führendem Malm gefunden sind, besteht auch die Möglichkeit primärer Ölbildung im Jura, allerdings nur für den südlichen Grabenteil.

Strukturell handelt es sich bei den Ölfeldern im Rheintalgraben um Fangstrukturen an Verwerfungen, vor allem im Bereich der grossen Randstörungen des Graben. Auch das Innere des Grabens ist tektonisch sehr wechselvoll gestaltet. Hier liegt ein Mosaik von schief gestellten Schollen vor, die in günstiger tektonischer Lage zur Ölanreicherung geführt haben können.

3.) *Molassetrog.* Der deutsche Anteil des Molassetroges, der die Vortiefe der Alpen darstellt, reicht vom Bodensee bis zum Inn. Die Eintiefung begann etwas später als im Rheintalgraben mit dem Unteroligozän und hat sich vor allem während des Unter-und Mittelmiozän noch kräftig fortgesetzt. Der tiefste Teil des Troges liegt unmittelbar am Alpenrand, wo Molasse-Mächtigkeiten von 5-6000 m zu erwarten sind. Dieser südlichste Teil ist auch von der Alpenfaltung betroffen worden und in Falten gelegt, die insbesondere in der Sattelregion durch streichende Störungen und Aufschiebungen kompliziert werden. Die Faltung klingt jedoch an einer grossen streichenden Störung sehr schnell aus, und im Bereich des stabilen Schelfs treten nur noch Bruchstrukturen in Form von weithin zu verfolgenden antithetischen Verwerfungszügen auf. Die Erdölexploration ist von diesem stabilen Schelf ausgegangen und hat im äussersten Osten zur Auffindung von einer Gruppe von vielversprechenden Feldern an einer solchen antithetischen Störungslinie im Gebiet Ampfing-Isen geführt. Die Öl-und Gasansammlungen finden sich im höchsten Teil der Südscholle, die durch eine antithetische Störung nach Norden abgeschnitten wird.

Ausserdem ist im Westen des Beckens bei Heimertingen ein Ölfeld erschlossen worden, das aus der Bausteinzone des Chatt fördert. Auch hier scheint die Ölansammlung durch Verwerfungen bedingt zu sein, doch könnten auch primäre Porositätsänderungen mit eine Rolle spielen.

Über die Herkunft des Öles in der Molasse besteht noch keine volle Klarheit. Wahrscheinlich muss sein Ursprung weiter im Süden in tieferen Teilen des Tertiär gesucht werden, die bisher noch nicht erschlossen sind. Eine Bohrung im Westen bei Ravensburg hat jedoch im Malm eine bituminöse Fazies mit guten Leichtölspuren gefunden,

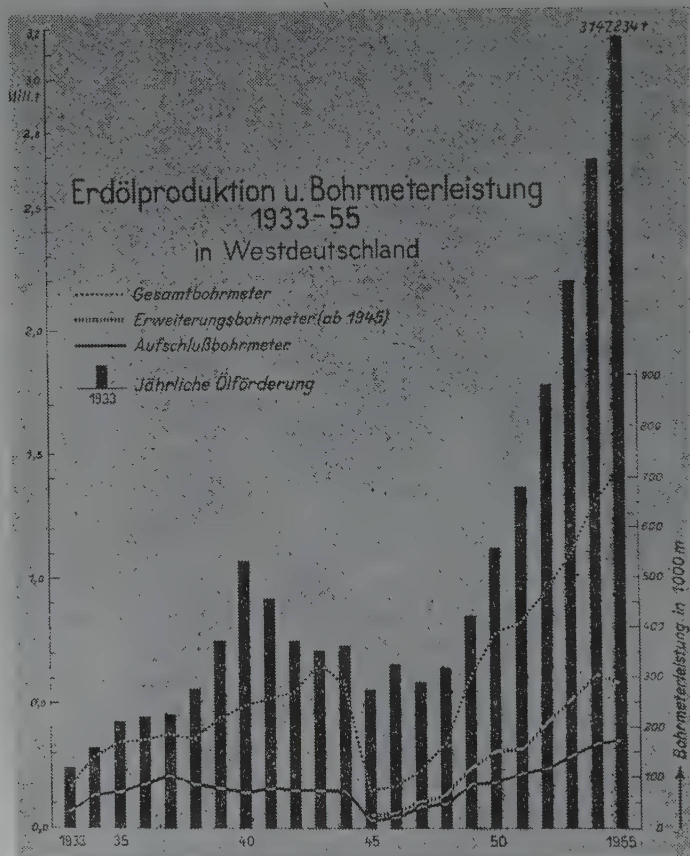


Abb. 3: Erdölproduktion und Bohrmeterleistung, 1933 bis 1955 in Westdeutschland.

so dass vielleicht zusätzlich mit Ölbildung im Jura zu rechnen wäre. Die weitere Exploration wird solchen Hinweisen nachgehen müssen.

Die Entwicklung der deutschen Erdölproduktion seit 1933, die 1955 auf 3 147 234 t anstieg, geht aus Abb. 3 hervor. Diese Darstellung zeigt ferner, dass die Produktionssteigerung der vergangenen

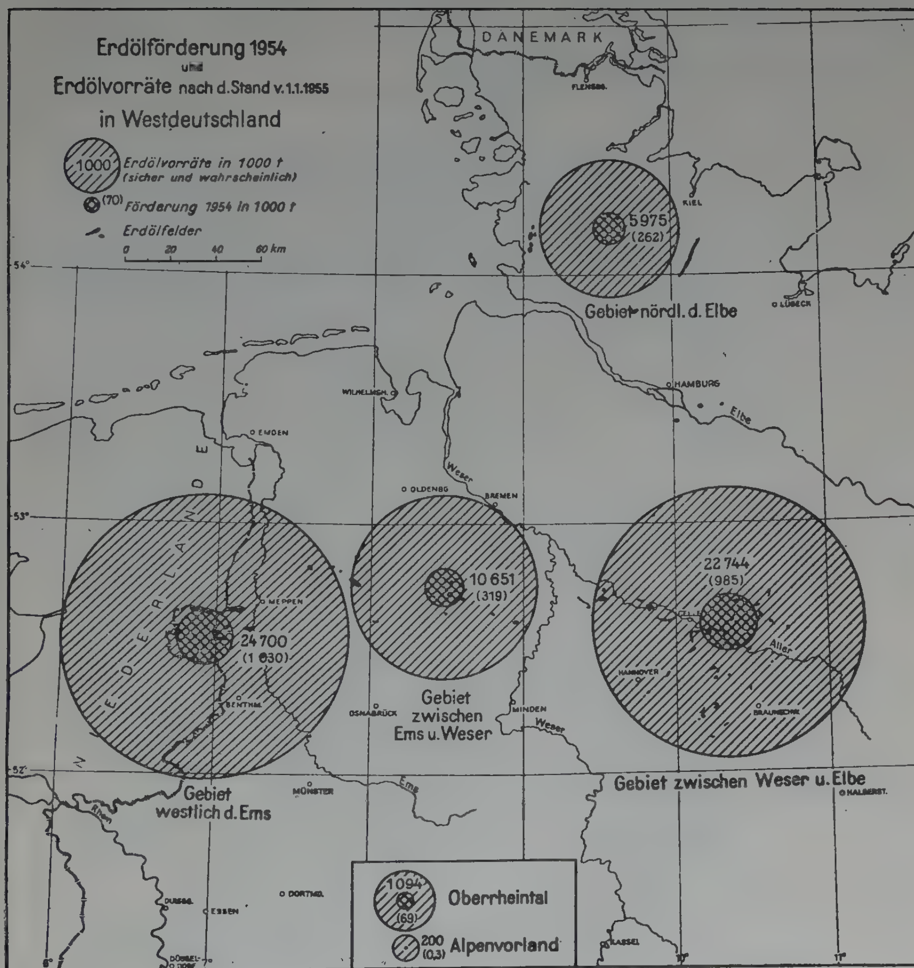


Abb. 4: Erdölförderung 1954 und Erdölvorrate am 1.1.1955 in Westdeutschland.

Jahre auf einen sehr starken Anstieg der Explorationstätigkeit (Aufschlussbohrungen + Erweiterungsbohrungen) zurückzuführen ist.

Die Vorräte konnten zum 1. Januar 1955 auf 65 360 000 t geschätzt werden; ihre Verteilung auf die einzelnen Gebiete geht aus Abb. 4 hervor.

Fundbohrung (discovery well)
produktive Ölbohrung
produktive Gasbohrung
Bohrung verwässert
Bohrung trocken, kein Zufluß
Öl-bzw. Gasträger nicht erreicht

Abb. 5: Allgemeine Zeichenerklärungen fur die Abbildungen.

II. SEDIMENTATIONS–TRÖGE UND ERDÖLLAGERSTÄTTEN IN SCHLESWIG–HOLSTEIN UND HAMBURG

zusammengestellt von FRANZ HECHT [3]

Mit Tafel I und Tabelle 1

Eine wirtschaftliche Erdölproduktion besteht in Schleswig-Holstein seit 1935, dem Jahr, als in den Caprock-Gesteinen des rheinisch streichenden, permischen Doppelsalinar-Aufbruchs von Marne-Heide-Hennstedt Aufschlussbohrungen fündig wurden. Bis zu den Jahren 1948/49 beschränkten sich Produktion und Aufschluss im wesentlichsten auf die Doppelsalinare, deren Struktur, Stratigraphie und Genese insbesondere durch die Bohrungen auf und an dem Heider Aufbruch geklärt werden konnten (Näheres siehe Beschreibung des Feldes Heide). Zu diesem Feld auf der Heider Struktur mit Produktion aus Senon, Neokom-Schutt und Zechstein trat seit 1937 die Produktion aus dem im benachbarten Hamburger Staatsgebiet gelegenen Ölfeld Reitbrook. Die dort öl-und gasführenden Horizonte liegen innerhalb der beulenförmig aufgewölbten Kreide- und Tertiär-Schichten über einem tiefgelegenen Salzstock (supercap-Lagerstätte) (Weiteres siehe Felder Reitbrook und Meckelfeld).

Etwa 40 Aufschlussbohrungen mit Teufen bis zu mehr als 3500 m und sehr intensive reflexionsseismische Untersuchungen mit mehr als 7000 Profilkilometern haben in den Jahren 1948/55 die Vorstellungen vom tektonischen Bau, der paläogeographischen Entwicklung, der Stratigraphie und der potentiellen Erdölführung der postsalinaren Schichtfolge ganz Schleswig-Holsteins weitgehend vertieft. Erstmals wurde die gesamte Trias nachgewiesen, gut gliederbar in Buntsandstein, Muchelkalk und Keuper, jeweils unterteilbar in die im übrigen nordwestdeutschen Sedimentationsraum bekannten Stufen. Darüberhinaus aber liessen sich Lias und Dogger in jeweils bemerkenswert grosser Mächtigkeit als grösstenteils marine Sedimente nachweisen – entgegen früheren Vorstellungen von einer Festlandsphase des Untersuchungsgebietes während dieser Zeiten.

---

[3] Anschrift: Dr. F. Hecht, Chefgeologe, Deutsche Erdöl AG., Hamburg 13, Mittelweg 180.

Aus der Gesamtheit dieser Untersuchungen sind unschwer folgende regionale Struktur-Einheiten für das postsalinar-präkretazische Stockwerk Schleswig-Holsteins erkennbar (siehe Tafel I):

a) *Der West-Schleswig-Block*

ausgezeichnet durch eine hochgelegene Triasplatte (Top Trias durchschnittlich nicht tiefer als 1000 m unter N.N.) mit praktisch söhliger Lagerung bis in Tiefen von mehr als 4000 m unter N.N., mit weitgespannten, ruhig gebauten Strukturen ohne nennenswerte Einfallswinkel und ohne Anzeichen saxonischer Zerrungstektonik.

b) *Der Ost-Holstein-Block*

mit gleichen Baueigentümlichkeiten wie diejenigen des West-Schleswig-Blocks, d.h. stabiler hochgelegener Triassockel mit geringmächtiger Oberkreidebedeckung, weitgespannte, ruhige Beulenstrukturen mit Zechstein oder Rotliegend im tiefen Kern.

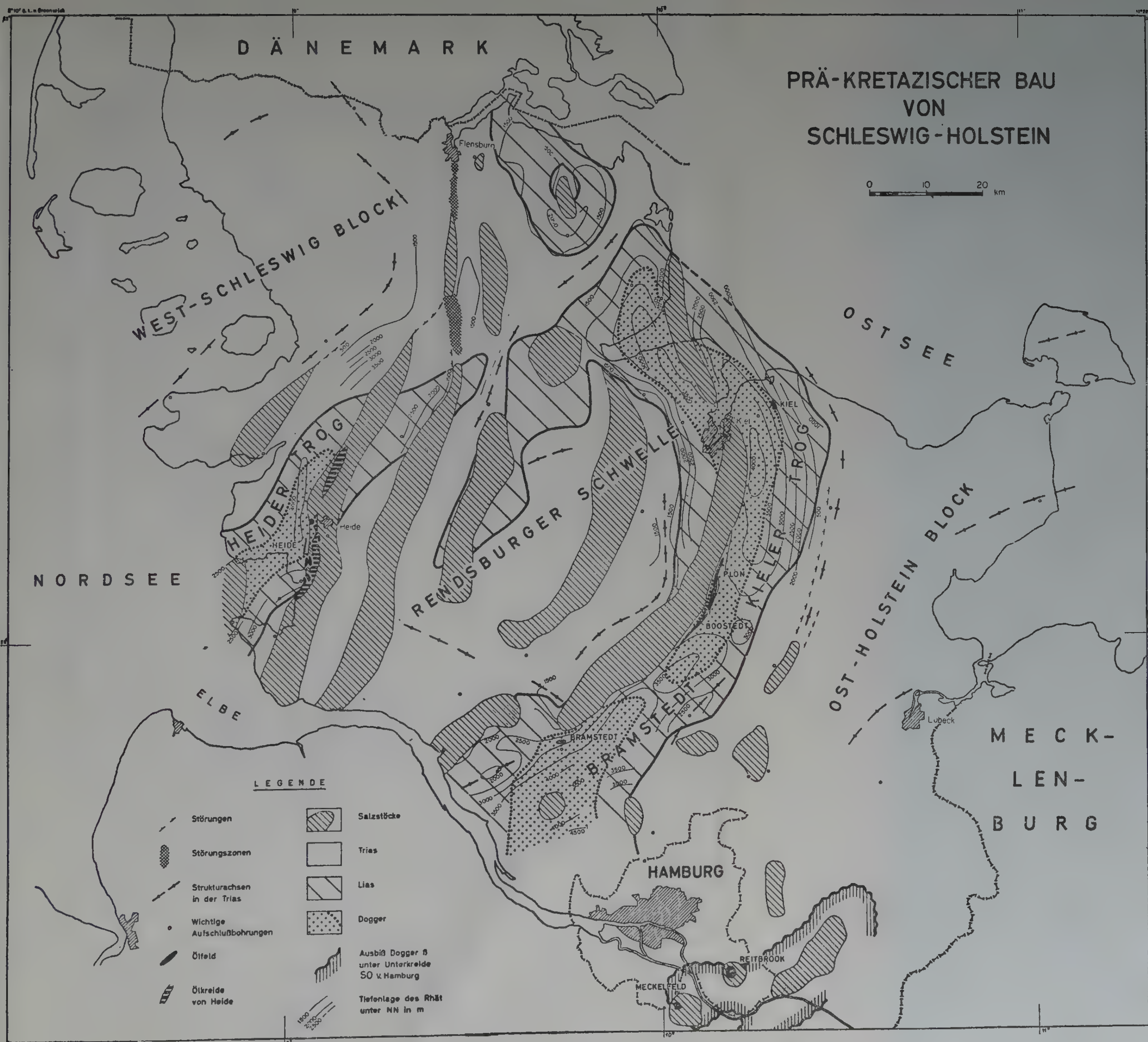
c) *Der Mittel-Holstein-Block*

dreigegliedert in:

Heider Trog,
Rendsburger Schwelle
Bramstedt-Kieler Trog

Das bemerkenswerteste Strukturelement dieser Einheit bilden die tiefgründigen *Jura-Tröge von Heide* im Westen und *Bramstedt-Kiel* im Osten. In ihnen sinkt die Oberkante des Perm auf 5 – 6000 m unter N.N. – verglichen mit 2 – 3000 m in den benachbarten Trias-Hochschollen –, während die Oberkante der Trias bis auf etwa 4000 m unter N.N. absinkt. Bis zu 1000 m mächtige Lias-Sedimente und 4 – 500 m mächtige Dogger-Sedimente in diesen tiefen Trögen kennzeichnen eine auffällige Subsidenz und Sedimentation während der jurassischen Zeit.

Die Jura-Tröge werden zum Teil spiesswinklig von den permischen Salinaraufbrüchen gequert, woraus eine relative Unabhängigkeit der auf rheinischen Störungsspalten aufdringenden Salzstöcke von der Anlage und Konfiguration der Jura-Tröge abzuleiten ist; zum Teil geht die Anlage dieser Salzaufbrüche möglicherweise bis in den Lias zurück, während andererseits der Salzaufstieg bis in jüngste geologische Vergangenheit angehalten hat.



Tafel I: Prä-kretazischer Bau von Schleswig/Holstein Hamburg.

TABELLE 1

ERDÖL-LAGERSTÄTTEN SCHLESWIG-HOLSTEINS UND HAMBURGS

Ölfeld	Fundjahr	Speicherhorizont	Lagerstättentypus	Jahresproduktion 1955 in t.	Kumulativproduktion bis 31.12.55 in t.
Heide	1935	Senon Neokom-Schutt Mittl.-Zechstein	Scheitellagerstätte "Caprock"	32 028	1 585 128
Heide, Teilfeld Hohenwörden	1951	Wealden Callovian bis Bajocian (Dogger epsilon, delta, gamma, delta) Aalenian (Dogger beta)	Flankenlagerstätte	46 815	125 591
Boostedt	1952	Aalenian (Dogger beta)	Flanken- und Diskordanz-lagerstätte	109 635	226 408
Plön	1952	Aalenian (Dogger beta)	Flanken- und Diskordanz-lagerstätte	61 101	131 567
Bramstedt	1954	Bajocian (Dogger gamma)	Diskordanzlagerstätte	38 610	46 177
Kiel	1955	Aalenian (Dogger beta)	Diskordanzlagerstätte	2 665	2 665
Reitbrook	1937	Maastricht	Scheitellagerstätte "Supercap"	60 156	1 516 967

In der diese Jura-Tröge trennenden *Rendsburger Schwelle* liegt die Trias wiederum sehr hoch, und die zwischen rheinisch streichenden Salinaren vorhandenen Depressionen sind verhältnismässig flach, so dass der Lias im Vergleich zu den Trögen sehr viel geringmächtiger abgelagert wurde, während der Dogger vielleicht überhaupt nicht zur Ablagerung kam.

Erdölgeologisch kommt den beiden Jura-Trögen allergrösste Bedeutung zu: nicht nur sämtliche neue. Ölvorkommen der Jahre 1951/55, sondern auch die älteren Ölfelder sind ausnahmslos *innerhalb* der Jura-Tröge gelegen. Diese eindeutige Lagebeziehung lässt die mächtigen und vielerorts bituminösen Sedimente des Jura als Erdölmuttergestein erscheinen, während die lagerstättenkundlich grösstenteils gut ausgebildeten Sandsteinhorizonte in praktisch allen Stufen des Dogger vorzügliche Speichergesteine darstellen, in denen sich bei entsprechender Strukturposition gute Lagerstätten gebildet haben. Handelt es sich bei den Lagerstätten *auf* den Strukturen Heide und Reitbrook um Scheitellagerstätten (caprock bzw. supercap), so sind die neueren Ölfelder entweder an die aufgeschleppte Flankenzone der Salzaufbrüche (Heide-Hohenwöhrden, Plön, Boostedt) oder an den regionalen Anstieg gegen den Rand des Jura-Troges (Bramstedt, Kiel) gebunden, wobei es unter hinreichender Abdeckung durch transgredierende tiefe Unterkreide zur Ausbildung von Lagerstätten gekommen ist (Diskordanzlagerstätte) (vergleiche Tabelle). Ebenso aber dürfte auch das Öl des fraglichen Wealden, der neokomen Schuttbildungen und der "Ölkreide" (= Maastricht) auf der Heider Struktur aus der jurassischen Schichtfolge stammen.

DAS ERDÖLFELD HEIDE

zusammengestellt von HANS WEBER [4]

mit Abbildung 6 bis 8 und Tabelle 2

Das Ölfeld Heide liegt an der Westküste Schleswig-Holsteins. Es ist an einen der für Schleswig-Holstein charakteristischen langgestreckten rheinisch-streichenden permischen Salzaufbrüche gebunden. Diese Salzaufbrüche bestehen – im Gegensatz zu den Salzdiapiren der hannoverschen Region – aus 2 Salzformationen. Der Kern des Salzstocks wird von unterpermischem Rotliegend-Salz gebildet. Es handelt sich dabei um ein Gemenge von Steinsalz, roten Tonsteinen und Anhydriten, dem "Haselgebirge". Die "Flanken" dieses Rotliegendkerns bestehen aus dem oberpermischen Zechsteinsalz. In der Kontaktzone zwischen Rotliegend-und Zechsteinsalz liegen die karbonatisch-anhydritischen Gesteine des tieferen Zechsteins. Diese Grenzzone ist z. T. steil gestellt bis überkippt und gelegentlich auch schwach verfaltet (Abb. 6 und 7).

An den Flanken dieses permischen "Doppelsalinars" sind Trias und Jura steil aufgeschleppt. Der Salzrand ist steil nach Westen überkippt. Vor Ablagerung der Unterkreide stand das Salz zu Tage an. Oberflächeneinflüsse haben dabei zu Auslaugungserscheinungen der anstehenden Salzgesteine geführt. Im Rotliegenden wurden Steinsalz und Anhydrit gelöst und als Rest blieb ein rotbrauner Residualton übrig. In den anhydritisch-karbonatischen Gesteinen des Zechsteins wurden die anhydritischen Bestandteile ausgelaugt, so dass ein zellig kavernöser Kalkstein ("Blasenkalk") erhalten blieb. Verwitterungsreste der permischen Gesteine sowie der Flankenzone wurden als Schuttgesteine in Auslaugungsrinnen über dem Salz umgelagert.

Über diesem präneokomen "Unterbau" – dem Salzstock mit seinen typischen Hutbildungen und seinen Flankenzonen – transgrediert die Unterkreide. Die Salzstockbildung ist also bereits vor der Unterkreide praktisch abgeschlossen gewesen. Während der Kreide und im Tertiär setzte sich die Salzbewegung kontinuierlich fort, worauf Schichtreduk-

---

[4] Anschrift: Dr. H. Weber, Geologe, Deutsche Erdöl AG., Heide/Holstein.

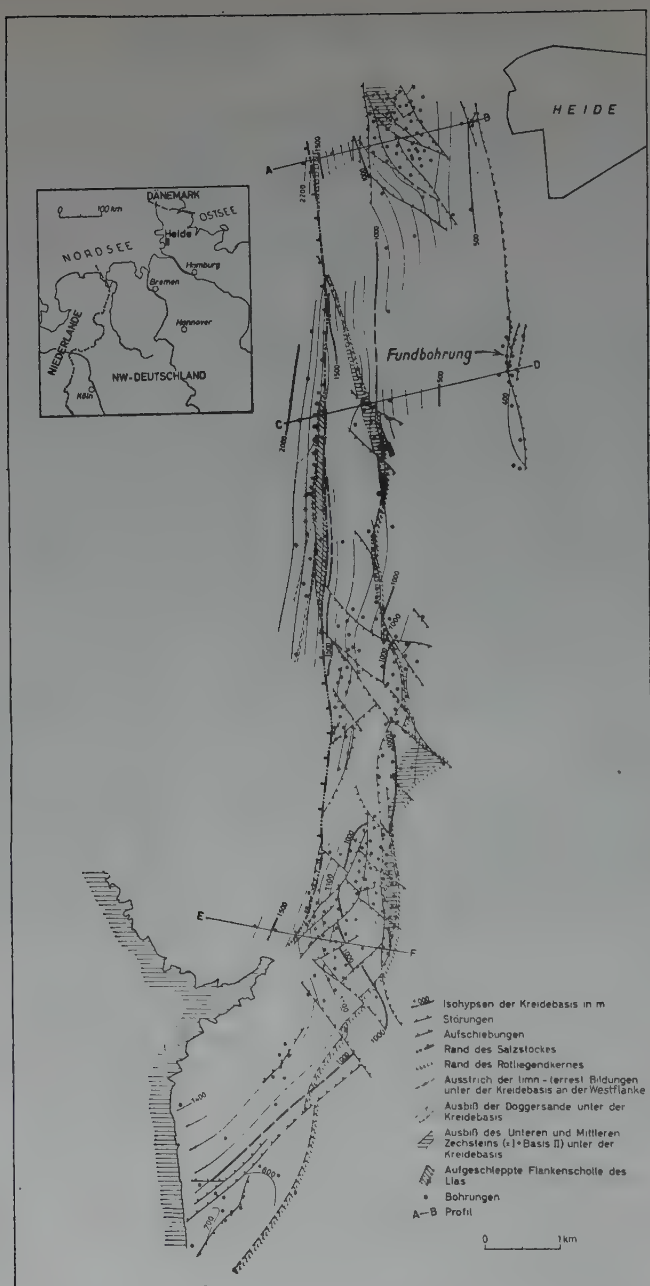


Abb. 6: Erdölfeld Heide, Strukturkarte der Kreidebasis.

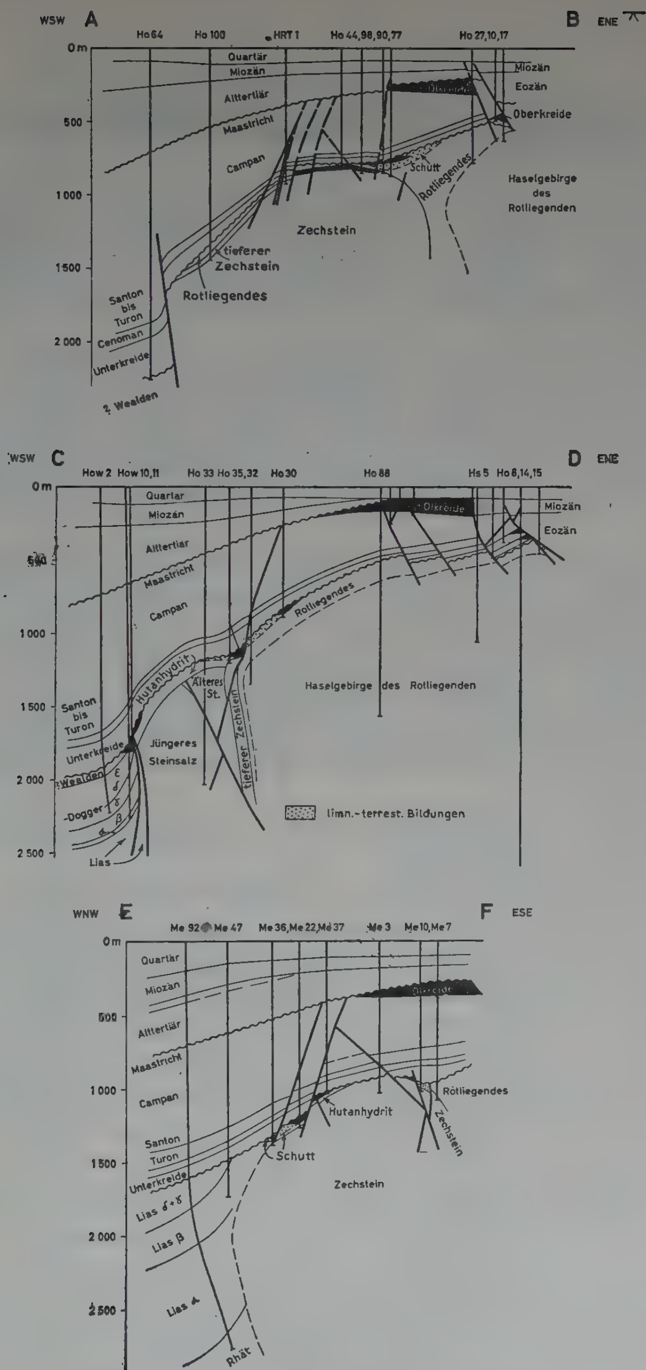


Abb. 7: Profile durch das Erdölfeld Heide.

tionen und Schichtausfälle hinweisen. Im jüngeren Tertiär erfolgte eine erneute und verstärkte Aufwärtsbewegung des Salinars, die zu einem Aufreissen des den Salzstock überlagernden Kreidegewölbes und damit zur Bildung eines zentralen Scheitelgrabens führte. Die Intensität dieser jungtertiären Salzstockbewegung ist am stärksten im Norden des Salzaufbruches, wo das Salz bis zur Pleistozänbasis aufgedrungen ist.

Der tektonische Bau des Salzstocks und seiner Flanken ist recht kompliziert. Die Flanken-und Muldenzonen sind relativ ungestört. Erst in unmittelbarer Salzstocknähe ist eine schmale salzrandparallele – also rheinische – Störungs-- und Aufschiebungszone entwickelt, an welcher die Flankenschichten steil aufgeschleppt und z. T. überkippt sind.

In der Salzstockzone selbst ist das Deckgebirge – ausser dem charakteristischen Scheitelgraben – durch ein kompliziertes Störungssystem in zahlreiche kleine Schollen zerlegt. Die Abgrenzung dieses Schollenmosaiks wird dadurch erschwert, dass neben Schichtausfällen durch Störungen auch lokale Salzstockbewegungen in der Kreide zu primären Mächtigkeitsschwankungen führten, die besonders in der Unterkreide noch die Auslaugungserscheinungen an der Salzstockoberkante wiederspiegeln.

Die stratigraphischen Verhältnisse sind aus der anliegenden Tabelle ersichtlich. (Siehe Tabelle 2).

Erste Ölanzeichen im Raum von Heide wurden bereits 1856 bei Brunnenbohrungen in pleistozänen Sanden naehgewiesen. Wenige Jahre später konnten im Liegenden des Pleistozän ölführende Schichten der höchsten Oberkreide (Maastricht) festgestellt werden. Diese sind als "Ölkreide" in flächenhafter Verbreitung über dem Scheitel fast der gesamten Salzstruktur entwickelt. Jahrzehntelange Anstrengungen, das Öl dieser Ölkreide wirtschaftlich zu gewinnen, schlugen fehl, da das Öl adsorbtiv an das Gestein gebunden ist und daher nicht frei ausfliessen kann. Auch die nach 1919 durchgeführten Versuche, die Ölkreide im Bergbau abzubauen und das Öl durch Schwelen zu gewinnen, führten zu keinem wirtschaftlichen Erfolg. Erst 1935 gelang es, durch tiefere Bohrungen aus klüftigen Kalksteinen des Cenoman und Turon eine geringe Förderung zu erzielen. 1937 brachte die ersten guten Fündigkeiten aus den kavernösen und ausgelaugten Kalksteinen des tieferen Zechsteins und den Schuttbildungen im Liegenden des Haute-

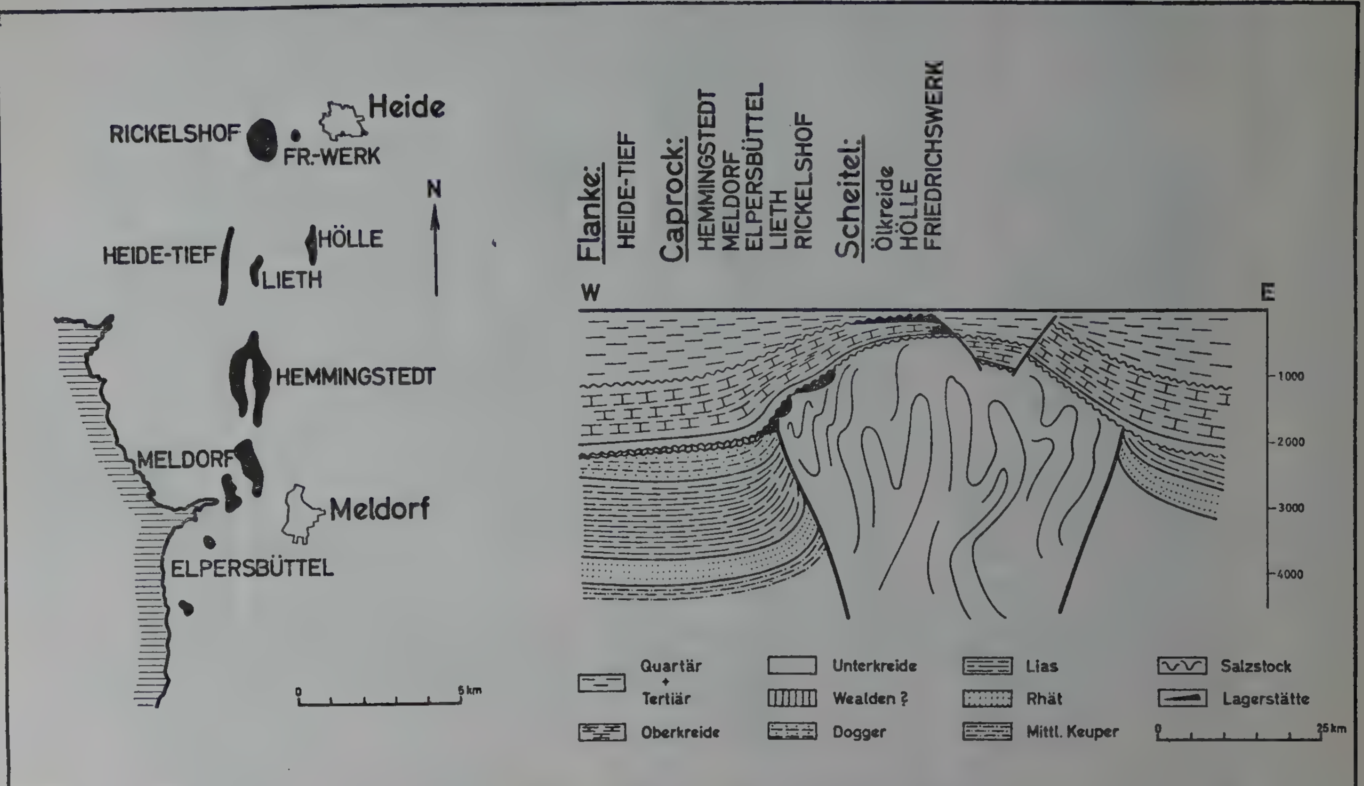


Abb. 8: Erdölfeld Heide: Lage der Teilfelder und Querprofil durch den Salzstock und seine Öllagerstätten.

rive. Diese “Caprock”-bildungen lieferten bis 1952 die Hauptproduktion des Feldes Heide.

Nach intensiven, reflexionsseismischen Untersuchungen der Flankenzonen und Randmulden, konnte 1952 erstmalig eine produktive Ölführung der eigentlichen Flankenzone nachgewiesen werden. Speichergesteine sind hier die limnischen Sande von fraglichen Wealdenalter und die gut porösen und permeablen Sandsteine des an der Westflanke des Salzstockes steil aufgeschleppten Doggers.

Somit können im Erdölgebiet von Heide folgende Lagerstätten unterschieden werden (Abb. 8):

a) *Flankenzone:*
Dogger und ? Wealden am Ausbiss der Sande unter dem transgredierenden Hauterive. Teilfeld “Heide Tief” (Teufen 1650 — 1750 m).

b) *Caprock:*
Ausgelaugte Kalksteine des Zechsteins und Schuttbildungen auf dem Top des Zechsteinmantels. Teilfelder Rickelshof, Lieth, Hemmingstedt, Epenwöhrden, Meldorf-Hafen und Elpersbüttel (Teufen 700 — 1450 m).

c) *Scheitel:*
Kluftlagerstätten im Cenoman und Turon (Teufen 250 — 400 m).
Teilfelder Hölle, Friedrichswerk (erschöpft).
Ölkreide (Teufen 30 — 150 m).

Die Ölführung des Heider Salzstocks ist ausschliesslich auf seine Westflanke und den Westteil des Salzkörpers beschränkt und wird nach Osten von der westlichen Randstörung des Scheitelgrabens begrenzt.

Östlich des Grabens, sowie an der Ostflanke, an welcher nur Trias und tiefster Lias die Flankenzone bilden, konnten bisher keine Ölanzeichen nachgewiesen werden.

Man darf daher annehmen, dass das Öl aus der tief abgesenkten westlichen Randmulde eingewandert ist, und die Salzstruktur Heide als Fangstruktur das Öl aufgefangen hat. Muttergesteine sind die mächtigen, z. T. bituminösen Tongesteine des Lias.

Bis 31. Dezember 1955 sind aus dem Erdölfeld Heide insgesamt 1 710 719 t Öl gefördert worden.

REITBROOK UND MECKELFELD

ZWEI ÖLFELDER ÜBER SALZSTÖCKEN IN DER UMGEGEND VON HAMBURG

zusammengestellt von ROLF B. BEHRMANN [5]
mit Abbildung 9 bis 12 und Tabelle 3

Seismische Übersichtsmessungen der "Kommission für die Geo-
physikalische Reichsaufnahme" fanden 1935-1937 ca. 12 bis 15 km
südlich und südöstlich von Hamburg bei Reitbrook und Meckelfeld
zwei domförmige Aufwölbungen der Oberkreide. Diese Strukturen
waren für die Ölsuche besonders interessant, da bei Neuengamme, in
der Nachbarschaft von Reitbrook, bereits 1911 eine Wasserbohrung,
Neuengamme XV, in den Basissanden des Oligozäns ein Gasvorkommen
angetroffen hatte (Abb. 9, Tab. 3). Versuche, die zufällig aufgefun-
dene Gaslagerstätte durch die in den ersten Anfängen stehende Geo-
physik und durch Bohrungen weiter zu entwickeln, waren in den
Jahren 1917-1922 fehlgeschlagen.

Nach genauerer Festlegung der Strukturen von Reitbrook und
Meckelfeld durch weitere Reflexionsseismik waren bereits 1937/38
die ersten auf dem Top der Dome angesetzten Bohrungen erfolgreich
(Abb. 9). Sie fanden Öl in klüftigen Kalken der Oberkreide. Die
anschliessende Bohraktivität mit ca. 250 Bohrungen in Reitbrook und
ca. 85 Bohrungen in Meckelfeld erbrachte geologisch wertvolle Daten
zum Studium von Ölvorkommen über einem Salzstock.

Im wesentlichen konnte das seismisch vorgezeichnete Strukturbild
durch Bohrungen bestätigt werden; z.B. ist auf der Struktur von *Reit-
brook* die Oberkreide um ca. 350 m gegenüber ihrer Umgebung
beulenförmig aufgewölbt worden (Abb. 9). Diese Strukturanlage ist
bedingt durch eine Salzintrusion, deren Caprock bei ca. 850 m. ange-
troffen wurde (Abb. 10). Schweremessungen und Bohrergebnisse haben
gezeigt, dass die Salzintrusion in Reitbrook von relativ geringer
Flächenausdehnung ist (ca. 3 qkm). Die Flanken des Salzstockes sind

[5] Anschrift: Dr. R. B. Behrmann, Geologe, Mobil Oil A.G., in Deutschland, Celle,
Postfach 110.

offensichtlich steil. Während eine Bohrung an der Nordflanke bis 2200 m Tiefe steil stehenden Lias und Obertrias antraf, haben im Südteil des Feldes zwei Bohrungen bis 3400 m Tiefe eine komplizierte Salzstocktektonik nachgewiesen (Abb. 10). In der Salzintrusion herrscht eine typische Fliesstektonik des plastischen Salzes mit Überfaltungs-

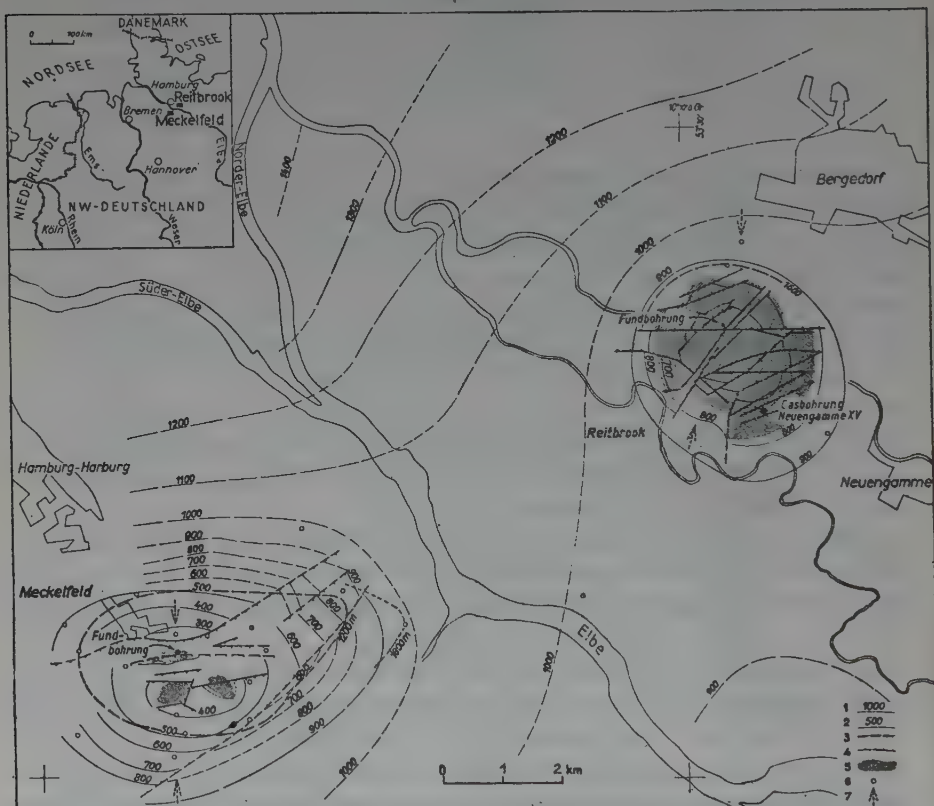


Abb. 9: Die Tiefenlage der Tertiärbasis im Raum der Strukturen von Reitbrook und Meckelfeld südöstlich Hamburg.

(Nach Unterlagen der Gewerkschaft Elwerath, Mobil Oil AG., Preussag und Wintershall AG.)

1) Tiefenlinien in m — nach Seismik 1937-1952
2) Tiefenlinien in m — nach Bohrergebnissen
3) Umgrenzung der Salzstöcke in 1200-1800 m Tiefe
4) Verwerfungen
5) Ölführende Flächen in der Kreide
6) Lage von Aufschluss- und Erweiterungsbohrungen
7) Profillagen der Abb. 2 und 4

erscheinungen, und unterhalb 2500 m sind Scherung und Schieferung in Anhydritpartien festgestellt. Es ist möglich, dass in diesen beiden Bohrungen bei ca. 3000 m der Mantelanhydrit des Salzstockes wieder erreicht wurde, was besagen würde, dass ein steiler Salzstocküberhang an dieser Strukturflanke vorhanden ist.

Die Bedeckung des Salzstockes durch kompakte Kreidekalke der Oberkreide und das darüberliegende Tertiär sind beim Salzaufstieg

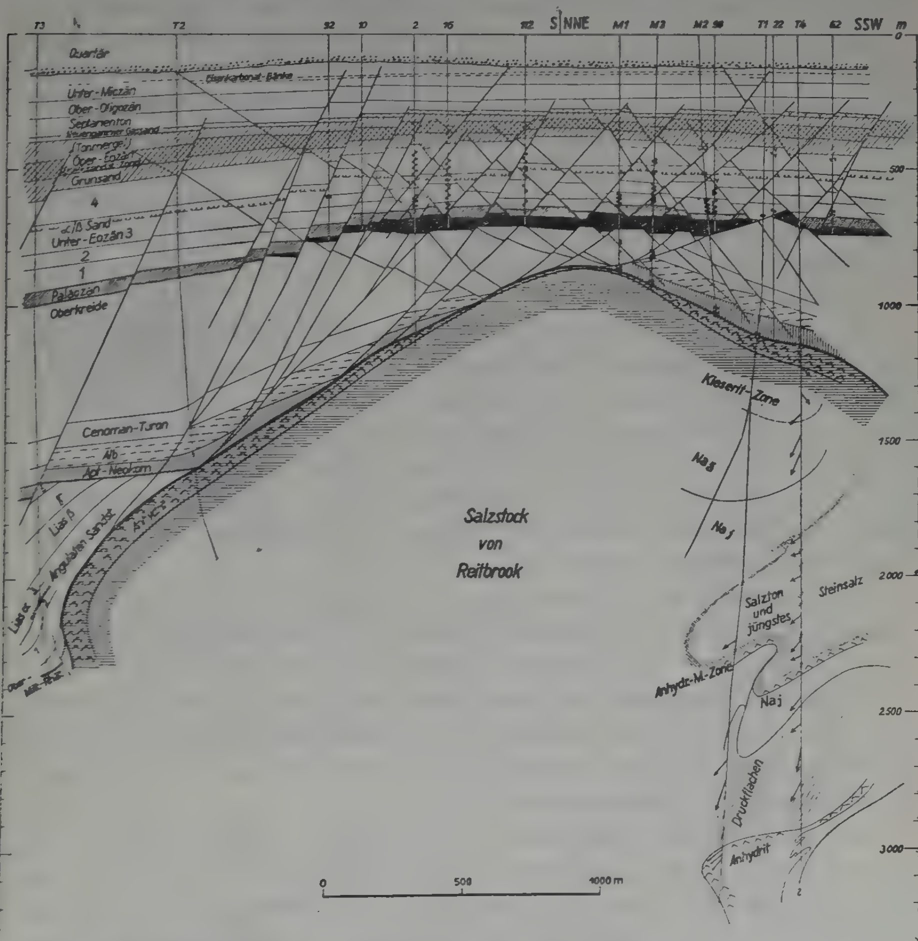


Abb. 10: Querprofil durch die Struktur von Reitbrook (Lage des Profils vergl. Abb. 9).

schwarz = Ölimprägnationen, . Ölspuren.
▼ = Gasanzeichen

aufgebeult und durch Zerrungsvorgänge mechanisch stark beansprucht und zerbrochen. Detaillierte Korrelationen der Schlumberger Diagramme der einzelnen Bohrungen lassen eine eingehende Gliederung des tektonischen Baues vom Deckgebirge des Salzstockes zu. Sie zeigen, dass die Oberkreidebeule in viele kleine Teilschollen zerlegt ist, die durch Vergitterung verschiedener Verwerfungssysteme von rhomboedrischer Form sind. Während im Zentrum der Struktur die Grösse der Teilschollen und ihr Verwerfungsbetrag gering sind, nimmt die Anzahl der Verwerfungen zu den Flanken hin ab, wobei sich allerdings die Zerrung in grösseren Verwerfungsbeträgen auswirkt (Abb. 10 und 11). Die sich kreuzenden Verwerfungssysteme führen vielfach zu einer gegenseitigen Kompensation den Zerrungserscheinungen. Von besonderer Bedeutung ist aber eine grössere WNW– und ESE–streichende Verwerfung im Süden des Feldes, an welcher sich ein Abrutschen und offensichtlich auch eine stärkere tektonische Beanspruchung des abgesunkenen Nordteiles der Salzstockbedeckung offenbart (Abb. 10 und 11).

Den gleichen Strukturtypus findet man in *Meckelfeld* wieder. Hier sind die Oberkreide-und Tertiärschichten um ca. 600 m über ihre Umgebung herausgehoben worden und ebenfalls in einzelne Schollen zerbrochen. Das relative Abgleiten eines Teiles der Salzstockbedeckung ist an einer hier nach Süden gerichteten grossen Verwerfung besonders deutlich (Abb. 12). Die abgesunkene Scholle ist auch hier durch Bruchtektonik noch weiter untergliedert, während die nördliche Hochscholle ziemlich ungestört ist.

Im Gegensatz zu Reitbrook ist der Salzstock von Meckelfeld von wesentlich grösserer Flächenausdehnung. Der Salzaufstieg ist bis ca. 500 m Tiefe erfolgt. Während Randbohrungen im Süden, Westen und Norden Flankenschichten des Keuper und Jura angetroffen haben, taucht der Salzstock nach Osten hin verhältnismässig langsam ab und wurde in einer Bohrung nahe der Elbe noch bei ca. 1800 m unter Kreidebedeckung nachgewiesen (Abb. 9).

Der Aufstieg der Salzstöcke von Reitbrook und Meckelfeld fand in mehreren Phasen statt. Beide Salzstöcke hatten bereits präkretazisch ihre aus Trias und Jura bestehende Überdeckung durchbrochen und waren bis zur damaligen Landoberfläche aufgestiegen. Die Unterkreide (Neokom) greift mit kräftiger Winkeldiskordanz über die Salzstöcke hinweg (Abb. 10 und 12). Schichtreduktionen in der

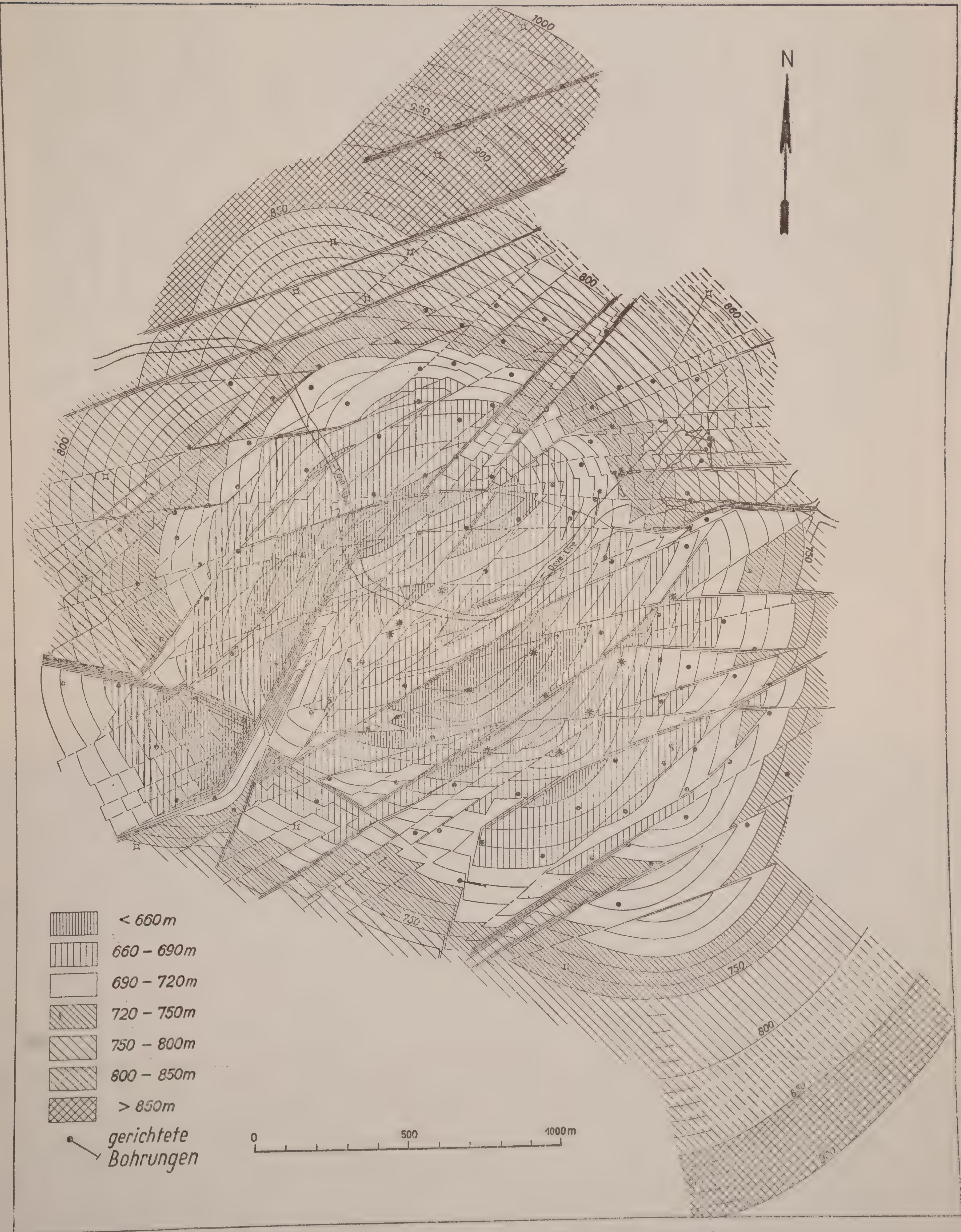


Abb. 11: Die Tiefenlage der Tertiärbasis auf der Struktur von Reitbrook.

Kreide und eine schwache Diskordanz unter dem Tertiär zeigen an, dass während der Kreide weitere Nachschübe von Salz erfolgten und zur Aufwölbung des Deckgebirges Anlass gaben. Ein deutliches Ausdünnen des Paläozäns, Obereozäns und Oligozäns beweist weitere posthume Bewegungen des Salzstockes im Tertiär. Sie waren verbunden mit der intensiven Bruchtektonik, die das Untermiozän und vielleicht auch das gesamte Tertiär überdauert hat.

Neben geringen ausbeutbaren Ölvorkommen in den Basissanden der transgredierenden Kreide und im Caprock von Meckelfeld (in

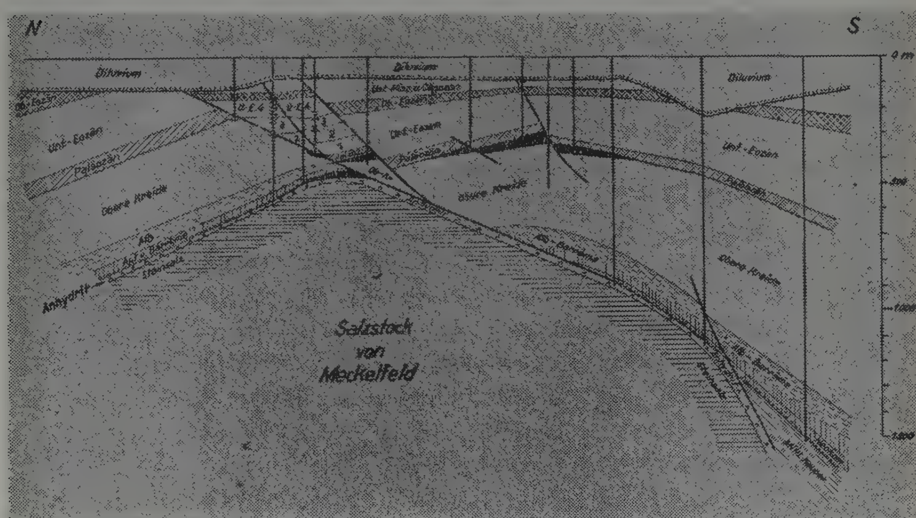


Abb. 12: Querprofil durch den Salzstock von Meckelfeld (nach Dr. R. Wager; etwas abgeändert) (Lage des Profils vergl. Abb. 9).

schwarz = Ölimprägnationen, . Ölspuren.

Reitbrook sind in diesen Schichten nur Öl-und Gasspuren nachgewiesen) ist bei weitem die grösste Ölmenge in porösen und stark geklüfteten Kalken der "Reitbrooker Schichten" des Maastricht unter der undurchlässigen Bedeckung von tertiären Tonen angesammelt. Es handelt sich somit um typische Kluft-Öllagerstätten über dem Top eines Salzstockes (Abb. 10 und 12).

Die Porosität dieser produktiven Oberkreidekalke beträgt in Reitbrook durchschnittlich 25%. Dagegen liegt die intergranulare Permeabilität in den kreidigen feinstkörnigen Kalken nur bei 1 – 2 md.

Das Öl wird praktisch nur von den eindeutig durch die tektonische Beanspruchung über dem Salzstock gebildeten Rissen und Klüften der Oberkreidekalke gefördert. Der effektiv für die Ölausbeute vorhandene offene Kluftraum konnte in Reitbrook aus der Expansion der Gaskappe und dem Vordringen des Boden-und Randwassers auf 1,3 – 1,5% des Gesteinsvolumens geschätzt werden. Das offensichtlich sehr enge Kluftnetz erlaubt eine sehr hohe Produktivität der Bohrungen. So lag die Anfangsproduktion zahlreicher Sonden in Reitbrook bei 100 – 300 t täglich, frei fliessend durch 10-mm Düse. Die bisherige kumulative Förderung der Reitbrooker Oberkreidelagerstätte beläuft sich auf ca. 1,5 Mill t; die derzeitige Jahreskapazität liegt noch bei 55 000 t. Das Öl ist asphaltbasisch und besitzt ein spez. Gewicht von 0,930. Obwohl es untersättigt ist, war von Anfang an eine primäre freie Gaskappe im obersten Teil der Oberkreidelagerstätte von 640 – 665 m vorhanden. Gewinbares Öl liegt darunter in einer Tiefe von 665 – 800 m. Die effektive Mächtigkeit der ölproduktiven Zone betrug aber schon anfangs nur 40 – 45 m, da die Ölführung nach unten hin durch eine wechselnde Tiefenlage des Öl/Wasser-Kontaktes im Kluftraum beschränkt ist. Ein offensichtlich geneigter Kontakt des Bodenwassers und eine posthume Kippung der ölführenden Teilschollen liessen das Randwasser bereits primär in wechselnden Teufen generell von 710 m im Süden, bis 800 m im Norden finden.

Es haben somit deutlich tektonische Bewegungen noch *nach* Bildung der Oberkreidelagerstätte stattgefunden. Hierbei wurde der Gleichgewichtszustand im Öl gestört. Eine posthume Klüftung beim Aufreissen des ursprünglich undurchlässigen Deckgebirges des Tertiärs führte bei weiterer Aufbeulung der Struktur, verbunden mit dem Einsetzen von Rotationsbewegungen an antithetischen Verwerfungen zur Öffnung von Migrationswegen im Tertiär. Ein gewisser Teil des Öles und des infolge der Gleichgewichtsstörung durch die erneuten tektonischen Vorgänge bei Druckentlastung frei werdenden Gases aus dem vermutlich primär gasgesättigten Öl der Oberkreidelagerstätte konnte nach oben abwandern. Ausser den häufigen Ölspuren im Untereozän bildete sich im Südostteil des Feldes eine weitere kleine ausbeutbare Öllagerstätte in dem 4 – 5 m mächtigen feinkörnigen und stark tonigen alpha/beta–Sand des Untereozäns 3 in 440 – 490 m Tiefe. Grössere Gasmengen haben sich an der Basis des Oligozäns, in dem sogenannten

Tabelle 3.

DIE SCHICHTENFOLGE ÜBER DEN SALZSTÖCKEN VON REITBROOK UND MECKELFELD

	Formation	*Mächtigkeit* Reitbrook m	Meckelfeld m	*Petrographie*	*Fazies*	*Produktive Öl- und Gashorizonte*
Quartär		100 — 120	70 — 246	Alluvialer Schlick postglaziale Sande Geschiebemergel und Beckenton ? altdiluviale Sande und Schotter	fluviatil glazial limnisch-fluviatil	
Tertiär	Mittelmiozän	> 25 ca. 50		Obere Braunkohlensande sandige Tone (Stufe v. Hemmoor)	Emersion limn.-fluviatil marin	
	Unteres Miozän	30 — 55	0 — 75	dunkler Braunkohlenton m. Sandlagen und Quarzit-, $FeCO_3$-Bänken	limnisch-brackisch unten marin	
		15 — 40		dunkle sandige molluskenreiche Tone (Vierländer Stufe)	marin	
	Oberes Oligozän	15 — 70		stark toniger glaukonitreicher Sand und sandiger Ton	marin	
	Mittleres Oligozän	55 — 75	0 — 40	fetter kalkreicher Ton mit Kalkkonkretionen	marin	
		17 — 19	0 — 10	feinkörniger und toniger Sand	marin	Reitbrook produktiv Neuengammer Gassand 25% Porosität
				— — — — — — — — — —	— Transgression —	— — — — — — — — — —
	Oberes Eozän	130 — 185	40 — 50	Tonmergel mit klüftigen Kalksandsteinen und Glaukonitsandlagen	marin	z. T. Kluftgas in Reitbrook
	Unteres Eozän	ca. 350	200 — 300	Tonmergel mit Sandeinlagerung	marin	kleine Ölproduktion aus alpha/beta Sand (Porosität ca. 25%) in Reitbrook
	Paläozän	36 — 92	13 — 45	Tonstein m. wechselndem Kalkgehalt geringmächtige Basalbreccie m. umgelagerten Feuersteinen	marin	
				— — — — — — — — — —	— Transgression — u. geringe Diskordanz	— — — — — — — — — —
Oberkreide	Maastricht	55 — 152	20 — 55	körnige Kalke m. mergelig-kreidigen Zwischenlagen u. Schlieren, viel Feuerst. in Konkretionen (Reitbrooker Schichten)	marin ? Emersion	Hauptöllagerstätten. Kluftölproduktion bei vollständiger intergranularer Ölimprägnation
	Senon-Ob.Turon	285 — 500	225 — 500	Schreibkreide u. Kalkmergel m. wenig Feuersteinkonkretionen	marin	
	Turon-Cenoman	115	50 — 90	Pläner-Kalke, Porzellankalke unten Mergel u. Mergelkalke	marin	Kluftöl-Lagerstätte in Meckelfeld
Unterkreide	Alb — Apt	80	50 — 150	Mergelsteine u. tonige Mergel	marin	
	Barrême-Hauterive	35 — 60	30 — 45	Fischschiefer d. Barrême Tonsteine m. zunehmend. Fe-Ooiden u. Trümmer-Erz v. Lias-Toneisensteinbrocken u. lokalen Hämatit-Limonit-Flözchen	marin	
		0 — 10		Quarzsand, grob-bis mittelkörnig u. Schuttsedimente an der Transgressionsfläche, z. T. unterlagert von geringmächtigem Tonstein mit Kohleflittern	marin und z. T. wohl limnisch	Sandstein, z. T. ölproduktiv in Meckelfeld
				— — — — — — — — — —	— Transgression — u. Emersion (alte Landoberfläche)	— — — — — — — — — —
				Caprock des Salzstockes		

"Neuengammer Gassand" unter der endgültig abdichtenden Tondecke des Septarientons angesammelt. Sie wurden nach dem anfangs erwähnten Zufallsfund in der auf Wasser angesetzten Bohrung Neuengamme XV in den Jahren 1915 – 1922 mit ca. 231 Mill. cbm Gas ausgebeutet. Bis 31.12.1955 sind aus dem Feld Reitbrook insgesamt 1 516 967 t Öl gewonnen worden.

Auf der Struktur von Meckelfeld hat sich das Öl in zwei getrennten Teilgebieten angesammelt. Direkt vergleichbar mit Reitbrook ist das kleine Ölvorkommen am Top der Oberkreideaufwölbung auf der abgesunkenen Südscholle in 300 – 390 m Tiefe, während entlang der Hauptverwerfung klüftige Kalke der tieferen Oberkreide, der Neokomsandstein und der Caprock über der Kulmination des Salzstockes zwischen 380 – 515 m etwas Öl produzieren (Abb. 9 und 12). Es besteht die Möglichkeit, dass über dem flachen Salzstock von Meckelfeld und seinen stark herausgehobenen Deckschichten der Kreide und des Tertiärs ein Teil der ursprünglich vorhandenen Ölansammlung bereits ausgewandert und verlorengegangen ist, worauf häufige Ölspuren im Tertiär hindeuten. Wahrscheinlich steht nur noch eine Restlagerstätte für die heutige Ausbeute zur Verfügung. Das Feld hat seit seiner Entdeckung im Jahre 1938 bis zum 31.12.1955, 61 221 t Öl gefördert; seine derzeitige jährliche Förderrate beträgt noch ca. 2 000 t.

III. DER BROISTEDT-HAMBURGER UNTERDOGGER-TROG

zusammengestellt von Artur Roll [6]

mit Tafel II und Tabelle 4

Die Darstellung des Broistedt-Hamburger Unterdogger-Troges mit Strukturlinien auf Basis Dogger beta (Aalénien) – zum Teil abgeleitet aus Reflexionen der Oberkante des Lias epsilon – fusst im wesentlichen auf einer recht eingehenden seismischen Vermessung.

Nördlich der Aller im Bereich der Pompeckj'schen Scholle, ist der Dogger auf ein schmales Band beschränkt, das abwechselnd rheinisch und herzynisch streicht und noch nicht völlig untersucht und damit überall in seinen Details bekannt ist. Unter der örtlich wechselnden mit verschiedenen Stufen transgredierenden Unterkreide füllt der Dogger den Kern einer weitgespannten präkretazischen Mulde. Im Zentralstreifen der Mulde tritt der Malm von Süden nach Norden an Bedeutung und stratigraphischer Vollständigkeit immer mehr zurück. Die Grenze Trias-Lias konnte auf dem westlichen Muldenflügel über eine lange Erstreckung noch verzeichnet werden. Die Mächtigkeit des Unteren Dogger scheint in der Regel nicht sehr zu schwanken und sich in der Grössenordnung von 150 bis 200 m zu halten. Örtlich jedoch und ganz scharf abgegrenzt, zum Beispiel südlich des Feldes Lüben, schwillt dagegen der gesamte Dogger innerhalb einer Fläche von wenigen qkm Umfang auf ein Mehrfaches seiner sonst üblichen Mächtigkeit an. Hier ist der Trog offensichtlich paläogeographisch vorgezeichnet.

Südlich der Aller findet eine ähnliche kurzräumige enorme Mächtigkeitszunahme nordöstlich des Feldes Meerdorf statt. Im Zusammenhang mit der Tatsache, dass die im Zentrum des Dogger-Troges nördlich der Aller in nahezu fortlaufender Reihe aufgebrochenen Salzstöcke sich bis südlich der Aller gemeinsam mit der Trogachse fortsetzen, und dass dort dieser Trog, wie man schon lange weiss, im Malm speziell eingesunken ist, dürfen wir die Berechtigung ableiten, von einem einheitlichen Broistedt-Hamburger Unterdogger-Trog zu

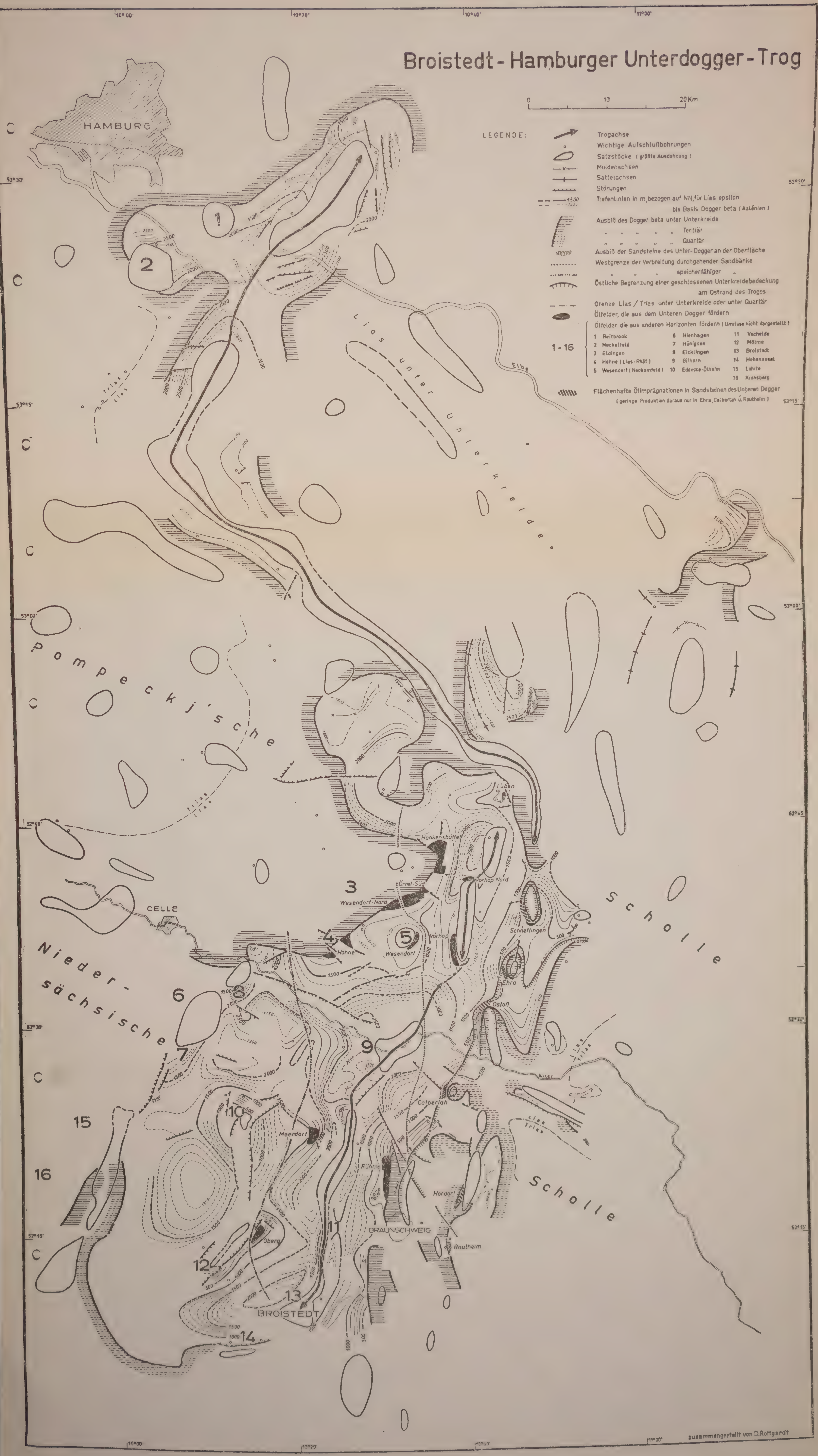
[6] Anschrift: Dr. Artur Roll, Chefgeologe, Gewerkschaft Elwerath, Hannover, Hindenburgstr. 28.

sprechen, obwohl der Dogger südlich der Aller, am Westende des Niedersächsischen Beckens, regional erhalten ist und eine weitgehende lückenlose Malmdecke trägt.

Die maximale beobachtete Sandmächtigkeit innerhalb des Unterdogger beträgt rund 30 m. Es können mehrere Sandbänke unterschieden werden, die aber unregelmässig linsig entwickelt zu sein pflegen, und zwar oft mit grossen Mächtigkeitsschwankungen auf sehr engem Raum. Bei Wesendorf dünnen die Sande zum Salzstock hin aus. Im südlichen Abschnitt der Abbildung sind drei Streifen ausgeschieden. Im östlichen sind durchgehende Sandbänke, wenn auch in wechselnder Dicke, immer vorhanden; im mittleren Streifen ist vor allem für die oberen Sandlagen linsige Ausbildung die Regel; gegen Westen, zum Beispiel im Feld Oberg, fehlt der Sand aber lokal schon gelegentlich ganz; im westlichen Streifen sind nur noch Sandschmitzen vorhanden, die sich weiter nach Westen vollends ganz verlieren. Ölfelder sind hier nicht mehr möglich. Die Streifen haben eine ungefähr nordsüdliche Richtung, entsprechend der von Osten kommenden Schüttung. Da bei Hamburg aber wieder dicke Sandpakete vorkommen, müssen, bei einer in diesem Gebiet vielleicht von Nordosten kommenden Schüttung, die Grenzen dort gegen Westen ausbauchen.

Das tektonische Bild ist infolge der zahlreichen Salzstöcke in den Details sehr unruhig. Es entstand in mehreren Etappen: Der präkretazisch-tektonischen Phase entstammen – in grober Verknüpfung ausgedrückt – die Trogachse, zahlreiche Verwerfungen, die längst nicht alle in die Abbildung aufgenommen werden konnten, im Norden Salzstöcke, im Süden kuppelförmige Auftreibungen über Salzkissen; der laramischen Phase und noch jüngeren Bewegungen entstammen eine generelle Schrägstellung gegen Norden und sonstige Verbiegungen, die Ausgestaltung der Salzstöcke im Norden und die Neubildung von Salzstöcken im Süden. Während nach der präkretazischen Basis der Dogger des Trogkernes nördlich der Aller im Verhältnis zum Süden sehr hoch lag, wurde er später so stark unter einer Kreide-und Tertiärdecke begraben, dass die Trogachse heute von Süden bis Norden grössenordnungsmässig gleich tief liegt.

Fangmöglichkeiten ergaben sich bis jetzt, a) an den Salzstockrändern, b) dort wo die Sande an den Trogrändern unter der transgredierenden Unterkreide auskeilen, und c), als echte stratigraphische



Broistedt - Hamburger Unterdogger - Trog
0 10 20 Km
LEGENDE:
Trogachse
Wichtige Aufschlußbohrungen
Salzstöcke (größte Ausdehnung)
Muldenachsen
Sattelachsen
Störungen
Tiefenlinien in m, bezogen auf NN, für Lias epsilon bis Basis Dogger beta (Aalénien)
Ausbiß des Dogger beta unter Unterkreide
" " " " " Tertiär
" " " " " Quartär
Ausbiß der Sandsteine des Unter-Dogger an der Oberfläche
Westgrenze der Verbreitung durchgehender Sandbänke
" " " speicherfähiger "
Östliche Begrenzung einer geschlossenen Unterkreidebedeckung am Ostrand des Troges
Grenze Lias / Trias unter Unterkreide oder unter Quartär
Ölfelder, die aus dem Unteren Dogger fördern
1 - 16
Ölfelder die aus anderen Horizonten fördern (Umrisse nicht dargestellt)
1 Reitbrook
2 Meckelfeld
3 Eldingen
4 Hohne (Lias-Rhät)
5 Wesendorf (Neokomfeld)
6 Nienhagen
7 Hänigsen
8 Eicklingen
9 Gifhorn
10 Eddesse-Ölheim
11 Vechelde
12 Mölme
13 Broistadt
14 Hohenassel
15 Lehrte
16 Kronsberg
Flächenhafte Ölimprägnationen in Sandsteinen des Unteren Dogger
(geringe Produktion daraus nur in Ehra, Calberlah u. Rautheim)
HAMBURG
Elbe
Lias unter Unterkreide
Pompeckj'sche Scholle
Niedersächsische Scholle
CELLE
Lüben
Hankensbüttel
Örrel-Süd
Wesendorf-Nord
Hohne
Wesendorf
Vorhop-Nord
Vorhop
Schneflingen
Ehra
Osloß
Aller
Calberlah
Meerdorf
Rühme
Hordorf
BRAUNSCHWEIG
Rautheim
Oberg
BROISTEDT
zusammengestellt von D. Rottgardt

Tafel II.

TABELLE 4.

ÜBERSICHT ÜBER DIE IM BEREICH DES BROISTEDT-HAMBURGER-UNTERDOGGERTROGES AUFGESCHLOSSENEN ÖLFELDER

(Felder, die aus dem Unterdogger fördern- Kursiv)

In der Karte mit Nummern bezeichnet	Ölfeld	Fundjahr	Speicherhorizont		Lagerstättentyp	Jahresproduktion in t 1955	Gesamtproduktion t bis 31.12.1955
13	Broistedt	1937	Wealden- Valendis	Unterkreide	Salzstockflanke	3 007	57 842
	Calberlah	1945	Unterer Dogger	Jura	Salzstockflanke	505	7 350
10	Eddesse-Ölheim	1929 1949 	Rhät Wealden-Valendis Lias/Rhät	Trias Unterkreide Jura/Trias	Salzstockflanke	52 283	397 609
	Ehra	1939	Unterer Dogger	Jura	Salzstockflanke	81	12 028
8	Eicklingen	1937	Wealden- Valendis	Unterkreide	Salzstockflanke	10 384	309 801
3	Eldingen	1949	Unterer Lias	Jura	Antiklinale	96 478	450 716
9	Gifhorn	1935	Wealden	Unterkreide	Salzstockflanke	1 699	52 563
7	Hänigsen	1940 1941	Wealden- Valendis	Unterkreide	Salzstockflanke	29 839	537 977
	Hankensbüttel	1954	Unterer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	166 639	229 050
14	Hohenassel	1943	Korallenoolith	Jura	Salzstockflanke	23 494	285 569
4	*Hohne*	1950 1952	Lias/Rhät Unterer Dogger	Jura-Trias Jura	Antiklinale Transgressionslagerstätte	170 332	605 504
16	Kronsberg-Pattensen	1953	Cornbr. Oberer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	12 757	18 769
15	Lehrte	1952	Cornbr. Oberer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	20 699	52 670
	Lüben	1955	Unterer Dogger		Transgressionslagerstätte	1 427	1 427
2	Meckelfeld	1937 1954	Oberkreide Oberer Lias	Jura	Salzstockdach Salzstockflanke	1 782	61 221
	Meerdorf	1955	Unterer Dogger	Jura	Stratigraphische Lagerstätte	343	424
12	Mölme	1935 1937 1941	Rhät Wealden Korallenoolith	Trias Unterkreide Jura	Salzstockflanke	1 981	154 061
6	Nienhagen	1900 1912 1930 1934 1941	Rhät Valendis Oberer Dogger Wealden Maastricht	Trias Unterkreide Jura Unterkreide Oberkreide	Antiklinale an Salzstockflanke	75 978	4 884 576
	Oberg	1919	Unterer Dogger	Jura	Antiklinale an Salzstockflanke	5 745	369 467
	Örrel-Süd (mit Wesendorf-Nord)	1954/55	Unterer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	20 286	21 977
	Rautheim	1955	Unterer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	109	109
1	Reitbrook	1937 1943	Oberkreide Tertiär		Salzstockdach	60 156	1 516 967
	Rühme	1954	Unterer Dogger	Jura	Transgressionslagerstätte	19 072	22 231
11	Vechelde	1954	Rhät	Trias	Salzstockflanke	1 486	1 886
	Vorhop	1952	Unterer Dogger	Jura	Salzstockflanke	25 270	38 975
	Vorhop-Nord	1954	Unterer Dogger	Jura	Salzstockflanke	123	123
	Wesendorf	1943 1947	Unterer Dogger Unterer Lias	Jura	Salzstockflanke Salzstockdach	72 795	772 659
		1948	Neocom	Unterkreide			

Falle, im Bereich des primären Auskeilens der Sande an günstig dazu gelegenen strukturellen Hängen, echten antiklinalen Fallen.

Die Ölführung der Unterdogger-Sande ist schon lange in Oberflächenausbissen bei Hordorf nordöstlich von Braunschweig bekannt. Das Feld Oberg fördert seit dem Jahr 1919; es liegt in einer Aufwölbung, die sich, nur durch einen Graben von ihm getrennt, im Osten an dem Salzstock von Gross Ilsede anlehnt. Früh tauchte aber der Verdacht auf, dass die Öleinwanderung nicht mit diesem Salzstock, sondern mit der Lage der Struktur am westlichen Oberrand des Troges im Zusammenhang steht. Schon während der Aufschlussperiode, in der die Untersuchung von Salzstockflanken im Vordergrund des Interesses stand und die zur Entdeckung der Felder Ehra (1939), Wesendorf (1943) und Calberlah (1945) führte, wurden daher in den Jahren 1943 und 1944 die ersten Versuche unternommen, beiderseits Braunschweig die am Osthang des Troges unter der Unterkreide auskeilenden Sande zu erschliessen. Der Erfolg blieb damals aus, da eine genügende seismische Vorbereitung technisch noch nicht möglich war. Die in den Jahren 1949 und 1950 einsetzende sehr gründliche seismische Untersuchung und die nachfolgende Bohrtätigkeit führten dann aber zu der Entdeckung der Felder Hohne-Dogger (1952), Rühme (1954), Wesendorf-Nord/Hankensbüttel (1954) und Lüben (1955) an den Trogrändern und des vorerst einzigen echten stratigraphischen Feldes Meerdorf (1955). Es zeigte sich dabei, dass die Verhältnisse im einzelnen durch Verwerfungen recht kompliziert gestaltet werden, weil die Verteilung von Öl und Wasser nicht immer rein durch die strukturelle Höhenlage geregelt werden (Beispiel Hankensbüttel, aber auch in Meerdorf und Lüben). Die beträchtliche Massierung der an den westlichen und östlichen Trogoberkanten entdeckten Felder würde noch eindrucksvoller in Erscheinung treten, wenn nicht am östlichen Trogoberhang mehrere Felder, die offensichtlich recht gross gewesen sind, nachträglich so weit herausgehoben worden wären, dass sie teils völlig ausgelaufen sind, teils nur noch ganz geringe Produktionen ergaben: Calberlah, Osloss, Ehra und Schneflingen. Dabei stellt sich jetzt heraus, dass hier, ebenso wie bei Oberg die Lage am Trogoberhang, nicht die lokale Aufschleppung an Salzstockflanken das entscheidende strukturelle Moment für die Ölansammlung gewesen zu sein scheint.

Von grosser Bedeutung ist es nun aber, dass es mit der Entdeckung

der Felder Vorhop (1952) und Vorhop-Nord (1955) gelang, im Innern des Trogs im Rahmen der auch in der zweiten Aufschlussetappe nie ganz erlahmten Salzstockflankenexploration bedeutende Felder zu erschliessen und damit die Höffigkeit auch der Achsenzone des Troges zu beweisen.

Die zukünftige Exploration wird neben dem systematischen Weiterfortschreiten von Süden nach Nordèn und dem Verfolgen aller bisher erkannten Projekttypen eine wichtige zusätzliche Aufgabe haben, nämlich die Suche nach ölstauenden Hochlagen der präkretazischen Struktur und ihre Erbohrung auch dann, wenn diese innerhalb des heutigen strukturellen Bildes keine bevorzugte Lage einzunehmen scheinen.

ERDÖLFELDER HOHNE, WESENDORF–NORD, ÖRREL–SÜD, HANKENSBÜTTEL

zusammengestellt von HANS-ADOLF HEDEMANN [7]

mit Abbildung 13 — 17 und Tabelle 5

1. FELD HOHNE

hierzu Abb. 13 — 15, 17, Tabelle 5

Aufgrund seismischer Messungen (1950) wurde ein Strukturanstieg der Jura-Schichten aus dem Gifhorner Trog nach NW festgestellt, dessen Hochposition vor einem NE-SW gerichteten Störungssystem mit der Fundbohrung Hohne 1 untersucht wurde. Diese endete – wie anhand intensiver Ergänzungsseismik festgestellt und nach Abbohren des Feldes bestätigt wurde – im Top eines praekretazischen Gewölbes, das durch Störungen zergliedert ist und einer "Bruchbeule" ähnelt. Das *Hauptfeld* mit seinen 3 Ölträgern (Mittelrhät, Oberrhät, Lias alpha 2, vgl. Tab.) wurde in 4 Jahren mit 43 Bohrungen und 3 Ablenkungen abgebohrt. Wie die Strukturkarte (Abb. 13) zeigt, zerteilt ein herzynisch streichender Graben (Abb. 15) mit ca. 40 – 50 m Versenkungztiefe das Gewölbe, das im NW durch einen SW-NE-Graben abgeschnitten wird und noch durch einen weiteren SW-NE-Bruch zerteilt ist. Während aus dem geringmächtigen und geringpermeablen Oberrhät-Sandstein nur 2 Bohrungen pumpen, sind die beiden anderen Ölträger getrennt abgebohrt und eruptiv in Förderung. Entsprechend der Permeabilität betrug dabei der durchschnittliche Bohrabstand im Mittelrhät 350 – 400 m, im Lias alpha 280 – 300 m. Die nordöstlich des Grabens liegende Fortsetzung des Gewölbes führt nur noch in einem Träger, dem Angulatensandstein des Lias alpha 2, etwas Öl.

Der Randwassertrieb im mittelkörnigen Mittelrhätsandstein ist sehr gut, so dass der Druckabfall in der Lagerstätte gering ist (bisher 20 000 m^3 Entnahme pro 1 Atm. Druckabfall bei 373 000 t Gesamtförderung bis 31.12.1955). Dagegen prägt sich der Permeabilitätsunterschied gegenüber dem stärker tonigen Lias-Angulatensandstein

[7] Anschrift: Dr. H. A. Hedemann, Geologe, Deutsche Erdöl-A.G., Erdölwerke Hohne, Hohne, Kreis Celle.

auch in einem schlechteren Randwassertrieb aus, so dass der Druckabfall in diesem Speichergestein während der ersen Produktionsjahre recht hoch war und nur eine Entnahme von 4 000 m³ pro 1 Atm. Druckabfall ermöglichte. Nach 3 Produktionsjahren wurde die Förderung aus diesem Ölträger sehr stark gedrosselt und auf dem Top gänzlich eingestellt, womit eine Druckstabilisierung erreicht wurde. 1 km westlich des Feldes wird seit mehr als einem Jahr in eine strukturtiefe Bohrung aufbereitetes Salzwasser der Rohölkläranlage eingedrückt. Hierdurch wurde ein Druckanstieg im Angulatensandstein erzielt, so dass Ende 1955 die Entnahme bereits 5 600 m³ pro 1 Atm. Druckabfall seit Produktionsbeginn betrug. Zusätzlich wird in den strukturhöchsten Teil dieses Ölträgers Armgas aus der Flüssiggasgewinnungsanlage eingepresst. Weiterer erfolgreicher Verlauf dieser Massnahmen wird eine

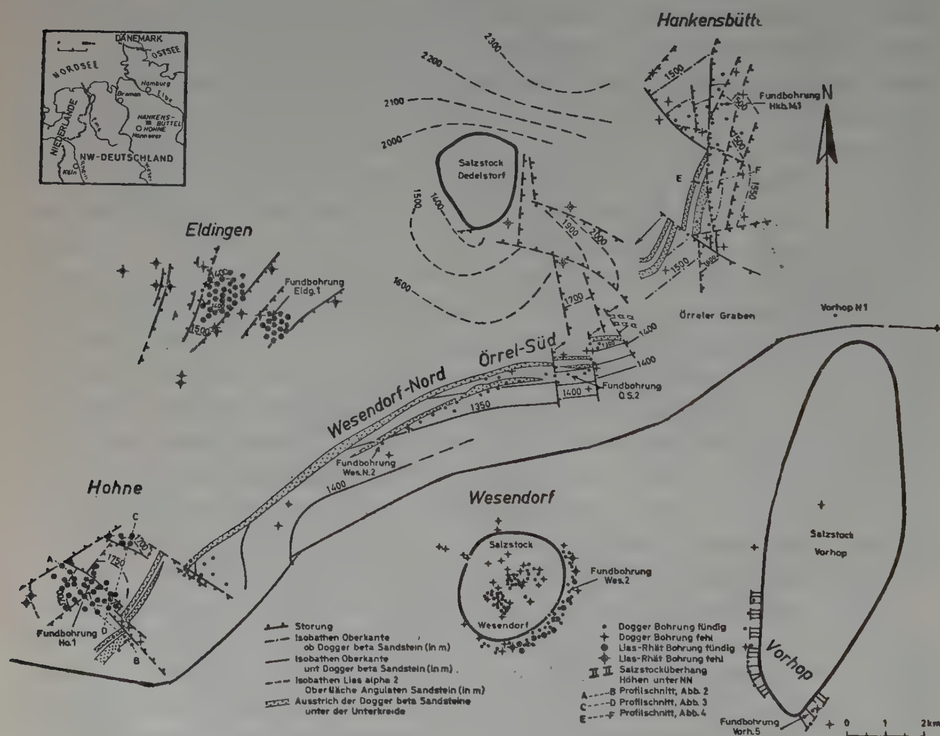


Abb. 13: Übersichtskarte der Ölfelder Hohne, Wesendorf-Nord, Örrel-Süd und Hankensbüttel.

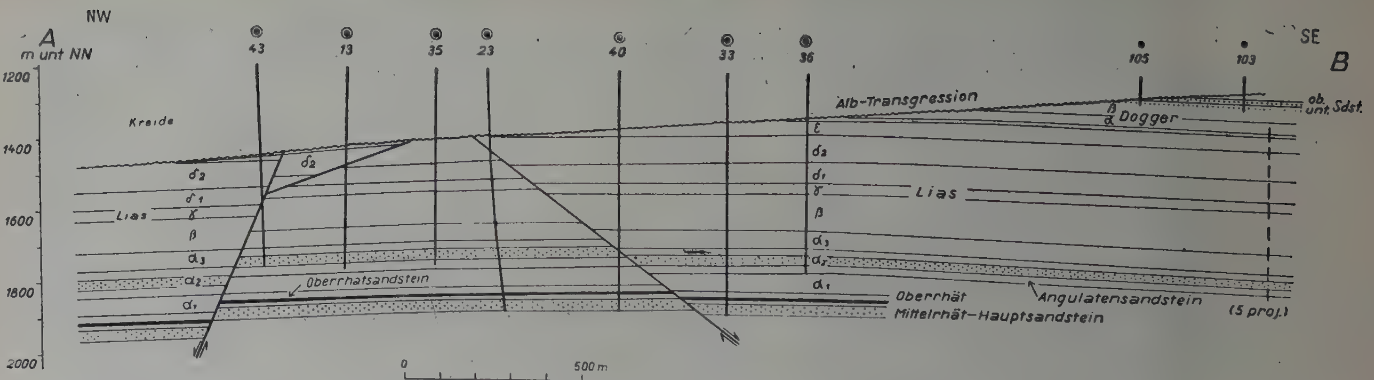


Abb. 14: NW - SE - Profil durch das Feld Hohne.

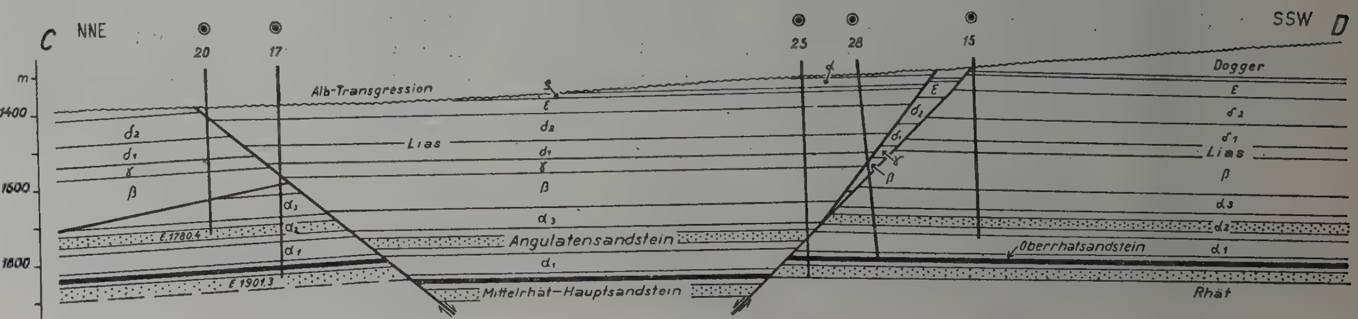


Abb. 15: NNE - SSW - Profil durch das Feld Hohne.

Vergrösserung der Produktion aus diesem Sandstein erlauben, die bis 31.12.1955, 150 000 t erreichte.

Da sich unter der nach SE ansteigenden Kreidetransgression zum Gifhorner Trog immer jüngere nach dorthin einfallende Jura-Stufen einstellen (Abb. 14 u. 15), wurden beim Abbohren des Feldes an der SE-Flanke die im osthannoverschen Raum weitverbreiteten Dogger-beta-Sandsteine angetroffen. Die relativ strukturhohe Position derselben an den Rändern des die Gewölbekuppe zerteilenden Grabens bildet im Verein mit dem Abschneiden der Sandsteine durch die rein tonige Unterkreidetransgression *Transgressionsfallen* ("stratigraphische Fallen") mit den Grabenrandstörungen. Ergänzende Seismik nordöstlich des Grabens führte 1954 auch zum Fund der dortigen Transgressionsfalle. In diesen Teilfeldern ist bei Bohrabständen zwischen 300 und 400 m noch eine geringe Bohrtätigkeit im Gange. Aus den gut permeablen Sandsteinen wurden bis 31.12.1955 insgesamt 77 000 t Rohöl produziert.

Bis 31.12.1955 wurden rd. 600 000 t gefördert. Das Rohöl hat ein spezifisches Gewicht von 0.85 bis 0,86 (bei 15° C) bei einem durchschnittlichen Schwefelgehalt von 0,5% und Paraffingehalt von 4,3%. Das GÖV beträgt durchschnittlich 12:1.

2. FELD HANKENSBÜTTEL

hierzu Abb. 13 u. 16 und Tabelle 5

Das Auftreten einer Transgressionsfalle ("stratigraphische Falle") war am Westrand des Gifhorner Troges im Bereich des Feldes Hohne nachgewiesen worden. Ergänzende Seismik (1953) im nördlichen Teil des Gifhorner Troges führte zum Abteufen einer Aufschlussbohrung zur Untersuchung der Dogger-beta-Sandsteine in ähnlicher Position, d. h. im Anstieg nach Westen aus der Tiefe des Troges vor ihrem Ausbiss unter der Unterkreidetransgression. Diese Bohrung —Hankensbüttel-Mitte 1— wurde im oberen Dogger-beta-Sandstein noch ziemlich weit östlich vor dessen Ausstrich Anfang 1954 eruptiv fündig.

Die sich anschliessende Bohrtätigkeit zur Erschliessung der Lagerstätte ist noch nicht beendet. Es ergab sich, dass der stets gut permeable obere Dogger-beta-Sandstein im Norden mächtiger (25 m) ist als im Südteil (18 m); umgekehrt der untere im Nordteil geringmächtiger (2 m) und weniger permeabel ist, im Süden dagegen etwas kräftiger

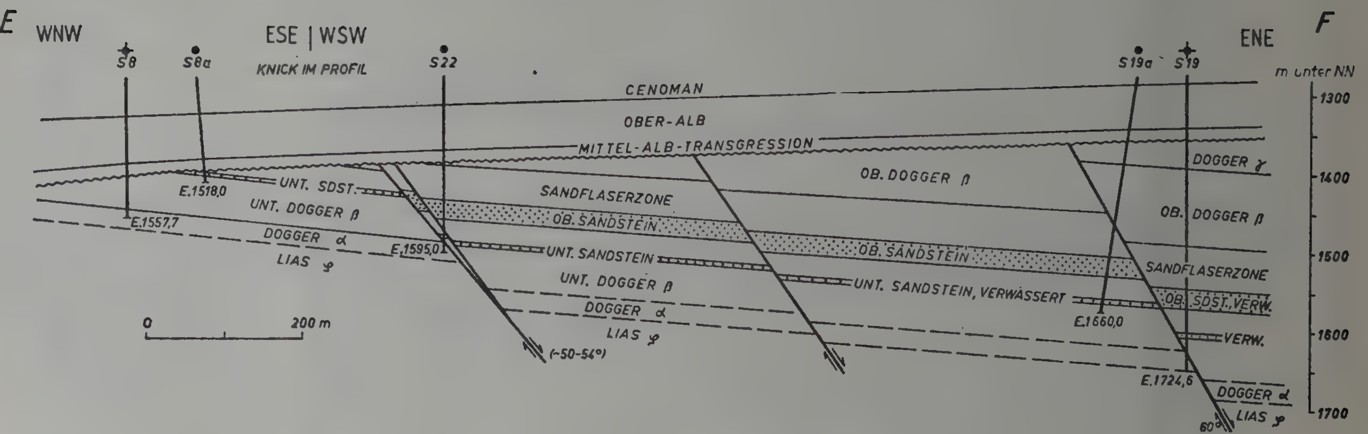


Abb. 16: W - E - Profil durch das Feld Hankensbüttel.

Elektrisches Normaldiagramm Hohne

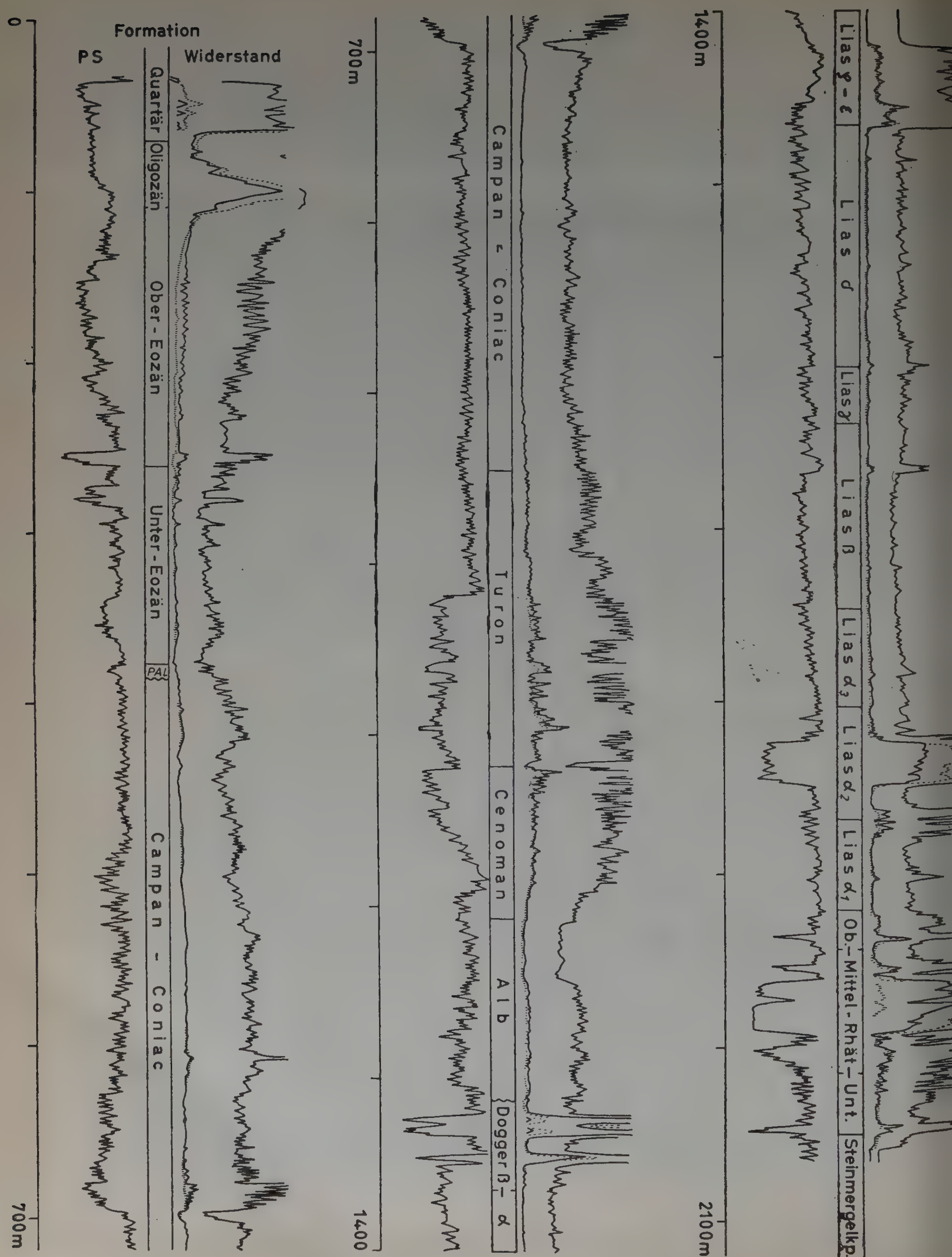


Abb. 17: Elektrisches Normaldiagramm Hohne.

anschwillt (4 – 7 m) sowie mittelkörniger und damit permeabler wird. Die transgredierende Unterkreidestufe hat das gleiche Alter wie in Hohne (Mittelalb); sie erwies sich auch hier als tonig und erfüllt damit die Bedingung für de Bildung einer Transgressionsfalle. Nur ganz im Süden – im Bereich des dort das Feld begrenzenden Grabens, ("Örreler Graben", Abb. 13) – stellen sich noch ältere Unterkreidestufen ein, unter diesen ein mässig permeabler Neokom-Sandstein, womit die Bildungsbedingungen für eine "Ölfalle" nicht mehr gegeben waren. Lokal führt auch dieser Neokom-Sandstein (? Ober-Barrême) Öl – anscheinend infolge seines faziellen Auskeilens am nördlichen Grabenrand.

Das wichtigste Ergebnis der noch nicht abgeschlossenen Bohrtätigkeit bestand jedoch darin, dass es sich bei der Öllagerstätte nicht nur um eine Transgressionsfalle handelt, sondern – im produktionsmässig wesentlichsten östlichen Teil – auch um eine *tektonische Falle*. Eine NS streichende Störung mit einer Sprunghöhe von 50 – 70 m (Abb. 13 u. 16) schneidet die aufsteigenden Dogger-beta-Sandsteine aus der weiter östlich liegenden Tiefe des Gifhorner Troges ab und begrenzt dadurch den östlichen Feldesteil. Dieser führt in beiden Sandsteinen ein Erdöl mit dem spez. Gew. 0,85 (bei 15°) bei Schwefelgehalten von durchschnittlich 0,70% und Paraffingehalten von 4,44%. Die Lagerstätte steht nach den bisherigen Erfahrungen hier unter einem befriedigenden Randwassertrieb, wobei die Erdölführung im oberen Sandstein von 1428 – 1538 m unter NN reicht, im unteren dagegen nur von 1482 – 1535 m unter NN. Während der strukturhöchste Teil vor der Fangstörung mit einem Bohrlochabstand von 280 – 300 m abgebohrt wurde und im nördlichen Teil mit einem Bohrlochabstand von ca. 400 m, ist der östliche strukturtiefe Teil noch nicht mit Bohrungen überdeckt. Hier stellen sich weitere Störungen, allerdings geringerer Sprunghöhe und von nicht so entscheidender Bedeutung für die Lagerstätte, ein.

Die eigentliche *Transgressionsfalle* auf der westlichen Hochscholle der oben erwähnten Hauptstörung (Abb. 16) führt ein Erdöl mit dem spez. Gewicht 0,88 (bei 15° C) und durchschnittlichen Schwefelgehalten von 0,75% sowie 5,09% Paraffingehalten. Die Randwassergrenze im unteren Sandstein liegt bereits bei 1417 m unter NN, der obere Sandstein besitzt in dieser Scholle offenbar keine Wasserführung. Ein Randwassertrieb ist nicht vorhanden, so dass zur besseren

Entölung dieses Lagerstättenteiles bereits ein Sekundärverfahren in Vorbereitung ist, in dessen Rahmen Wasser aus Eozänsanden in die tiefste – jetzt noch Öl produzierende – Bohrung eingepresst werden soll. Die bisher nur durch einige Bohrungen in weitem Abstand bekannte Scholle soll noch in 300 – 350 m Abstand abgebohrt werden.

Im *nördlichen Teil der westlichen Hochscholle,* in dem die NS streichenden Strukturlinien nach EW umbiegen und der von der eben geschilderten Transgressionsfalle abgetrennt ist (Abb. 13), liegt die Randwassergrenze des unteren Sandsteines tiefer (bei 1505 m unter NN) als die des oberen (1422 m unter NN). Infolge der geringeren Permeabilität des unteren Sandsteines ist der Lagerstättendruck hier nicht so hoch, so dass sämtliche Bohrungen gepumpt werden müssen (spez. Gewicht 0,86, Schwefelgehalt 0,81%, Paraffingehalt 4,1%). Nur eine Bohrung fördert bisher eruptiv aus dem oberen Sandstein (spez. Gewicht 0,895, Schwefelgehalt 0,84%, Paraffingehalt 4,88%). Der tiefere Teil der Scholle ist in 400 m Abstand abgebohrt, der höhere Teil ist noch abzubohren. Nach Westen grenzt die Scholle wieder an einen kräftigen Sprung mit einer westlichen Hochscholle. Bis zum 31.12.1955 wurden 229 700 t Rohöl gefördert. Es wurden bis zu diesem Datum insgesamt 40 Bohrungen (und 7 Ablenkungen) niedergebracht, von denen 31 fündig sind.

3. FELD ÖRREL-SÜD-WESENDORF-NORD

hierzu Abb. 13

Im Anschluss an den bedeutenden Fund von Hankensbüttel setzte sofort ergänzende Seismik (1954) ein, die nicht nur Aufschluss über Bau und Erstreckung des Feldes Hankensbüttel gab, sondern auch auf die westlicher liegende Trogflanke zur Aufsuchung weiterer Transgressionsfallen ausgedehnt wurde. Die auf deren Ergebnisse angesetzten Aufschlussbohrungen führten mit der 2. Bohrung (Örrel-Süd 2) 1954 zum Erfolg in den gleichen Dogger-beta-Sandsteinen. Seither sind hier bis zum 31.12.1955, 29 Bohrungen (+ 3 Ablenkungen) abgeteuft worden, von denen 21 fündig sind, ohne dass die Bohrtätigkeit bisher beendigt wäre.

Vom Feld Hankensbüttel getrennt durch den NW-SE streichenden Örreler Graben (Abb. 13) stellt sich weiter im Westen wieder die *Transgressionsfalle* in den beiden Dogger-beta-Sandsteinen ein. Die

Schüttungszunge des transgredierenden Neokom-Sandsteins im posthum bewegten Örreler Graben klingt nach Westen in dessen Randstaffel langsam aus. Dort, wo wieder rein tonige Stufen der Unterkreide transgredieren, waren die Bedingungen für eine Ölanreicherung in einer Transgressionsfalle erneut gegeben. Im Gegensatz zu dem intensiven Schollenbau des Feldes Hankensbüttel zerteilen nur 2 NNW-SSE streichende Störungen den gleichmässigen Ausstrich der beiden Sandsteine aus der Teilmulde des Gifhorner Troges nördlich des Wesendorfer Salzstockes. Nach Westen fällt die Transgression und der Dogger beta ab. wodurch der Ausstrich in den Randwasserbereich kommt, um dann weiter im Südwesten wieder anzusteigen und so die nördlichste Transgressionsfalle des Feldes Hohne zu bilden (Abb. 13).

Der obere Dogger-beta-Sandstein tritt in diesem Bereich in unregelmässiger Mächtigkeit (0 – 10 m) auf, der weniger permeable untere Sandstein ist stets ca. 2 m mächtig und schwillt nur im westlichen Teil auf 5 m an, wo er auch permeabler ist. Das Rohöl ist höher viskos als in den bisher geschilderten Lagerstätten am NW-Rand des Gifhorner Troges (0,89 – 0,91 spez. Gewicht), es ist aber paraffinarm (2,02%) und enthält 0,85% Schwefel. Der Lagerstättendruck entspricht dem hydrostatischen Druck. Nach bisherigen Erfahrungen scheint ein Randwassertrieb vorhanden zu sein. Wegen der höheren Viskosität eruptieren nicht alle Bohrungen, sondern werden z. T. künstlich gefördert. Der ölführende Ausstrich beider Sandsteine wird im Abstand von 300 – 350 m abgebohrt. Bis zum 31.12.1955 sind 22 000 t Rohöl gefördert worden.

ERDÖLFELD WESENDORF

zusammengestellt von HELMUT FAHRION [8]

mit Abbildung 18 u. 19 und Tabelle 6

1. *Übersicht*

Das Ölfeld Wesendorf ist an einen Zechstein-Salzstock gebunden, der einen fast kreisrunden Pfeiler von 3 km Durchmesser darstellt. Die Oberkante des Salzstockes liegt etwa 400 m unter der Erdoberfläche und seine Flanken fallen im Bereich der Bohraufschlüsse bis rund 2 000 m Tiefe fast senkrecht ab, ohne einen Überhang zu bilden (Abb. 18). Das Feld wurde im Jahre 1943 nach vorangegangenen reflexionsseismischen Messungen entdeckt und war im Jahre 1954 praktisch abgebohrt. Es setzt sich aus mehreren Teilfeldern zusammen, die sich hinsichtlich ihrer Teufe, der produzierenden Formation und der strukturellen Position zum Salzstock voneinander unterscheiden.

2. *Stratigraphie und Tektonik*

Zu der stratigraphischen Tabelle, in der die wichtigsten Daten zusammengefasst sind, sind noch einige Erläuterungen notwendig (siehe Tabelle 6).

Die mesozoischen Schichten, die über dem Dach des Salzstockes liegen, unterscheiden sich z. T. recht auffallend von den altersgleichen Schichten an den Salzstockflanken. So sind z. B. die Mächtigkeiten fast aller erbohrten Schichten vom Rhät bis zur Oberkreide über dem Salzstockdach wesentlich geringer als an den Flanken. Diese Mächtigkeitsreduktion ist sowohl auf primär geringere Sedimentation wie auch auf lokale Schichtlücken über dem Salzstock zurückzuführen. In geringerem Ausmass zeigen die mesozoischen Schichten auch Unterschiede in der Fazies (z.B. Sandgehalt) und Fossilführung, je nachdem, ob sie über dem Salzstock oder an seinen Flanken liegen. Dagegen sind bei den Jüngeren tertiären und quartären Schichten derartige Unterschiede praktisch nicht festzustellen.

[8] Anschrift: Dr. H. Fahrion, Geologe, Gewerkschaft Elwerath, Hannover, Hindenburgstr. 28.

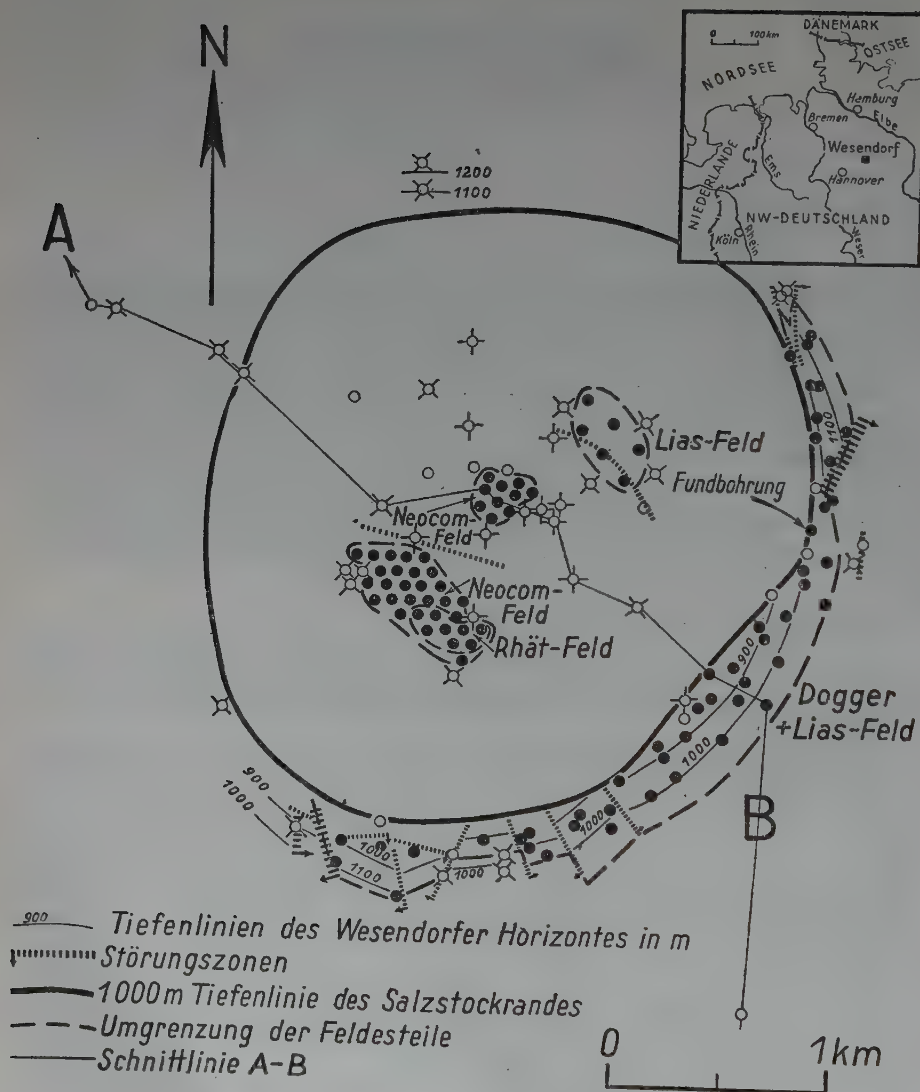


Abb. 18: Übersichtskarte der Struktur Wesendorf mit den einzelnen Feldesteilen.

Tabelle 6

STRATIGRAPHISCHE TABELLE FÜR DAS ÖLFELD WESENDORF

Formation		Mächtigkeiten in m: auf dem Salzstockdach	Mächtigkeiten in m: an den Salzstockflanken	Petrographie	Fazies und Transgressionen	Produktive Öl- und Gashorizonte	Öl—(°) und Gasführung (+)
Quartär	Holozän	5	5	Torf, Sand	phytogen-fluviatil		
	Pleistozän	55—85	55—75	Sand, Kies, Geschiebemergel	fluvioglazial Schichtlücke		
Tertiär	Oligozän	bis 50 erhalten	bis 110 erhalten	Mergelstein, grüngrau, pyritreich, an der Basis mergeliger Feinsand, glaukonitisch			
	Obereozän	170—205	145—185	Toniger Feinsand, grüngrau, mit Kalksandsteinlagen	marin		
	Untereozän	75—105	75—105	Sandiger Tonstein, grüngrau, an der Basis mit Tufflagen	Transgression		
Obere Kreide	Campan + Santon (+Coniac)	fehlt	bis 300 erhalten	Mergel- und Kalkmergelstein, schmutzigweiss bis grünlichgrau			
	Turon	bis 35 erhalten	125—150	Kreidekalk, weiss und Kalkmergelstein, grüngrau, zum Teil rötlich	marin		
	Cenoman	ca. 25	55—90	Kalkstein, weiss, nach unten in grüngrauen Mergelstein übergehend			
Untere Kreide	Alb (+Apt ?)	30—80	190—280	Mergelstein graugrün, zum Teil rotbraun, an der Basis Transgressionskonglomerat	marin Transgression		
	Neocom	bis 35 erhalten	20—70	Kalksandstein und Sandmergelstein, zum Teil konglomeratisches Trümmergestein mit Eisenerz	marin Transgression	ca. 20 m Sandsteine und kavernöse Kalksandsteine auf dem Salzstockdach	°
	Wealden	fehlt	bis 20 erhalten	Tonstein, bräunlichgrau, mit Sandsteinlagen	brackisch-limnisch Transgression		
Mittlerer Jura	Dogger zeta	fehlt	bis 30 erhalten	Kalkiger Tonstein, dunkelgrau			
	Dogger epsilon	fehlt	100—130	Mergelstein, dunkelgrau, bräunlich, ± sandig, mit Kalksandsteinlagen (= Cornbrash-Vertretung)			
	Dogger delta + gamma		40—70	Kalkiger Tonstein, mittel- bis dunkelgrau	marin		
	Dogger beta	bis 30 erhalten	75—120	Tonstein, dunkelgrau, mit Sandflasern und Sandsteinbänken (= Wesendorfer Horizont)		2—13 m Feinsandstein Korngrösse 0,05—0,15 mm Porosität 25—30 % mittl. Permeabilität 3400 mdcy	°
	Dogger alpha		25	Tonstein, dunkelgrau			
Unterer Jura	Lias zeta		35	Tonstein, mittelgrau			
	Lias epsilon		65	Mergelstein, dunkelgrau, bituminös, feingeschichtet			
	Lias delta		150	Tonstein, zum Teil kalkig, mittel- bis dunkelgrau			
	Lias gamma		120	Kalkiger Tonstein bis Mergelstein, mittel- bis dunkelgrau			
	Lias beta	bis 70 erhalten	180	Tonstein, dunkelgrau, pyritreich	marin		
	Lias alpha 3		60—90	Kalkiger Tonstein, dunkelgrau, zum Teil bituminös			
	Lias alpha 2		50—70	Tonstein, zum Teil bunt, zum Teil mittelgrau, wechsellagernd mit Sandstein		15 m *Oberes Lager*: Feinsandstein Hauptkorngrösse 0,05 mm Porosität 5—22% Mittl. Permeabilität 4 mdcy. 35 m *Unteres Lager*: Feinmittelsandstein, Hauptkorngrösse 0.1—0,15 mm Porosität 10—20%. Mittl Permeabilität 150 mdcy.	°
	Lias alpha 1		150	Tonstein, dunkelgrau, zum Teil sandflaserig, mit Sandsteinbänken			°
Trias	Oberrhät		40	Tonstein, bräunlich- oder grünlichgrau, mit Kreuzgeschichteten Sandsteinen			
	Mittelrhät	bis 40 erhalten	bis 30 erbohrt	Tonstein, schwarzgrau, wechsellagernd mit Fein- bis Mittelsandstein	marin-brackisch	20 m klüftige Kalksandsteine auf dem Salzstockdach	°
	Unterrhät		nicht erbohrt	Tonstein, vorwiegend grün, mit Sandsteinlagen			
		fehlt	nicht erbohrt				
Perm	Zechstein	nicht durchbohrt		Anhydrit + Salz	marin		

Die ältesten von Bohrungen erreichten Schichten *an den Salzstockflanken* gehören zum Rhät. Über die Lagerung und Mächtigkeit der tieferen Schichten bis zum Zechstein kann man sich nach den vorliegenden seismischen Profilen eine ungefähre Vorstellung machen (Abb. 19). Das Rhät enthält mehrere gute Sandsteine, die jedoch an den Salzstockflanken nirgends ölführend angetroffen wurden. Dagegen konnte in den Sandsteinen des Lias alpha an der Südostflanke des Salzstockes in rund 1800 m Tiefe eine Öllagerstätte erschlossen werden. Der Gesamtlias ist mit rund 850 m ungewöhnlich mächtig. Nach den seismischen Unterlagen ist anzunehmen, dass diese Anschwellung nach Osten und Westen bald wieder auf die regional gültige Normalmächtigkeit von rund 500 m zurückgeht, dass also im Raum Wesendorf ein relativ schmaler, etwa rheinisch streichender Liastrog vorliegt, der für die Entstehung des Erdöls von Bedeutung gewesen sein könnte. Die Sandsteine des Dogger beta (= Wesendorfer Horizont) bilden in 800-1100 m Tiefe das obere Lagerstättenstockwerk der östlichen und südlichen Salzstockflanke und zugleich die wichtigste Produktionseinheit des ganzen Feldes. Das sandige Neocom hat an den Salzstockflanken nur Ölspuren, aber keine Produktion geliefert. Auch ist es mit mehreren Erweiterungsbohrungen an der nördlichen und westlichen Salzstockflanke nicht gelungen, im Lias alpha oder Dogger beta fündig zu werden.

Die mesozoischen Flankenschichten zeigen im allgemeinen einen recht gleichmässigen und nicht sehr steilen Anstieg zum Salzstock (Abb. 19), wenn man von einigen schmalen, steil aufgerichteten Randschollen in unmittelbarer Salzstocknähe absieht. Während die Ostflanke nur wenig gestört ist, ist die Südflanke durch zahlreiche Störungen in viele kleine Schollen zerbrochen. Diese Störungen sind für die Ölführung von wesentlicher Bedeutung, da die Lage der Öl/Wassergrenze und die Druckverhältnisse oft von Scholle zu Scholle wechseln.

Auf dem Salzstockdach liegen über der sehr unregelmässigen Oberfläche des Hutanhydrites mehrere isolierte Schollen von Rhät, Lias und Dogger. Diese Schollen sind mehr oder weniger stark tektonisch deformiert und zerbrochen, so dass ihre Zusammensetzung im einzelnen recht verschieden und ungleichmässig ist. Es sind jedoch-wenn auch nicht in derselben Scholle – insgesamt alle Stufen vom Unterrhät bis zum Mittleren Dogger paläontologisch nachgewiesen. Lokal sind im Rhät und Lias alpha Sandsteine erhalten, die Schweröl führen und

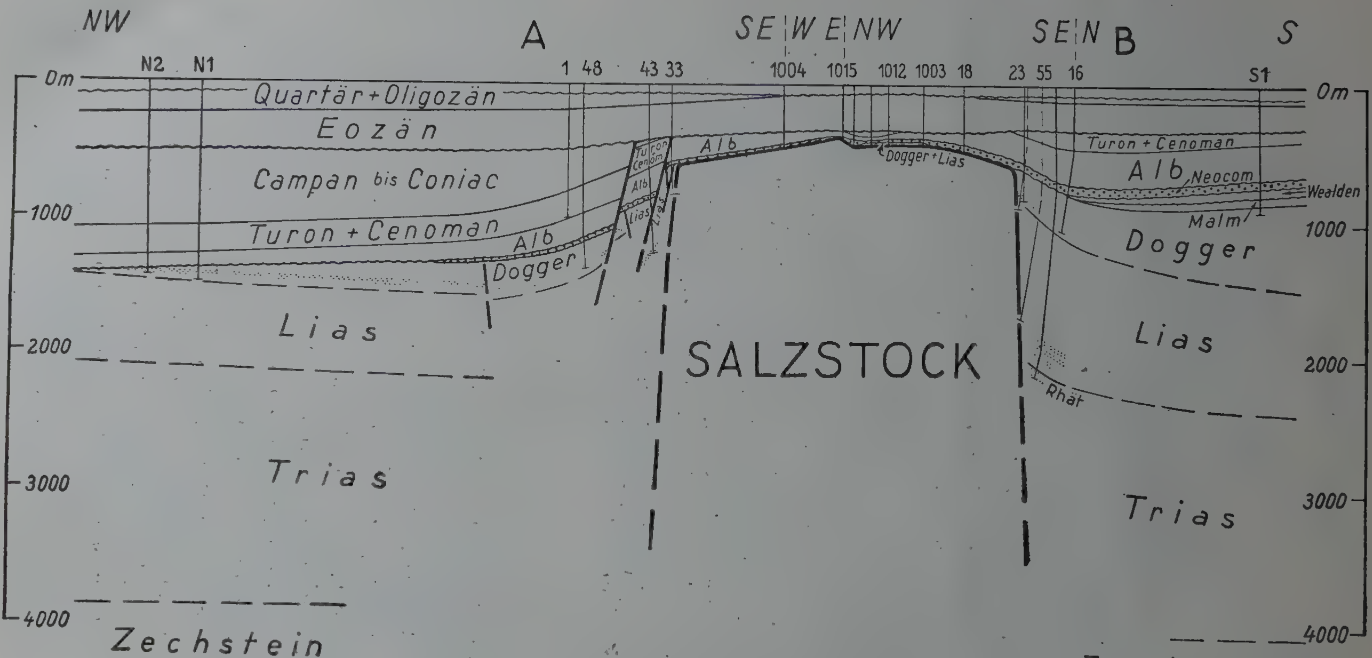


Abb. 19: Schnitt durch die Struktur Wesendorf nach Bohrergebnissen und Reflexionsseismik (gestrichelte Linien).

die Entwicklung von zwei kleinen Teilfeldern ermöglichten. Der Dogger beta enthält auf dem Salzstockdach nur Sandflasern und keinen eigentlichen Sandstein. Das Neocom transgrediert z.T. über diese Jura-Schollen, z.T. direkt über den Hutanhydrit des Salzstockes. Seine Ölführung ist nicht nur von einer günstigen strukturellen Position, sondern auch von der faziellen Ausbildung abhängig. In zwei weiteren Teilfeldern konnte eine wirtschaftliche Förderung aus dem Neocom erzielt werden (Abb. 18).

3. *Strukturgeschichte*

Der Salzaufstieg hat sicher schon sehr früh begonnen, da mindestens vom Rhät ab im Raum des späteren Salzstockes eine submarine Schwelle mit geringerer Sedimentation nachweisbar ist. An der Wende Jura/Kreide ist der Salzstock bis zur damaligen Landoberfläche durchgebrochen. Das Neocom-Meer transgredierte dann auf den Anhydrithut des Salzstockes ebenso wie auf die jurassischen Flankenschichten, die zwar durch Störungen in Schollen zerbrochen, aber kaum schräggestellt waren (ganz geringe Winkeldiskordanz). Während der Unter-und Oberkreide ging der Aufstieg des Salzstockes langsam, aber kontinuierlich weiter. Am Ende der Oberkreide kam es noch einmal zu einer kräftigen ruckartigen Aufwärtsbewegung des Salzstockes, bei der auch das Dach und die unmittelbaren Flanken mit angehoben und weiter zerbrochen wurden. Im Tertiär lassen sich nur noch schwache rückläufige Bewegungen über der Salzstockmitte nachweisen.

4. *Ölführung*

Die einzelnen Teilfelder sind in ihrer Ergiebigkeit, ihrer Ölqualität und ihren Lagerstättenbedingungen recht verschieden voneinander, was die folgende Zusammenstellung erläutern soll:

Feldesteil	Mittlere Tiefe	Spez. Gew	Gas/Öl-Verhältnis	Gesamtproduktion bis Ende 1955
A. Salzstockdach				
Neocom	360 m	0,910	etwa 1:1	ca 34 000 t
Neocom	400 m	0,952		„ 31 000 t
Lias alpha	420 m	0,955		„ 12 000 t
Rhät	420 m	0,943		„ 20 000 t
B. Salzstockflanke				
Dogger beta	1000 m	0,842	5:1 bis 15:1	ca 544 000 t
Lias alpha	1800 m	0,818	35:1 bis 45:1	„ 129 000 t
			Insgesamt:	ca 770 000 t

IV. DAS NIEDERSÄCHSISCHE BECKEN. ÖSTLICH DER WESER

zusammengestellt von Wolfgang Schott [9]

mit Tafel III, Abb. 20 und Tabelle 7

Einleitung:

Das niedersächsische Becken östlich der Weser entspricht im wesentlichen der althannoverschen Erdölprovinz. Hier liegen die alten Ölfelder Wietze und Nienhagen. Sie produzieren seit 1874 bzw. 1904 und wurden seinerzeit auf Grund von zutage vorkommenden Ölausbissen entdeckt. Von dieser althannoverschen Erdölprovinz aus begann vor rund 25 Jahren die systematische Erforschung des nordwestdeutschen Untergrundes nach weiteren Erdöllagerstätten. Dabei wurden auch in dieser Provinz 10 neue Felder entdeckt.

Stratigraphie und Tektonik:

Ab Zechstein sind sämtliche Horizonte des Meso– und Kaenozoikums am Aufbau des niedersächsischen Beckens östlich der Weser beteiligt. Charakterisiert wird das Becken allerdings durch die Sedimente des Malm und der Unterkreide. Tertiär und Oberkreide sind in grösserer Verbreitung nur in den nördlichen Teilen vorhanden. Im Süden stehen Wealden und Jura zutage an. Hier beginnt das mitteldeutsche Gebirge. Dadurch ist im wesentlichen die Südgrenze des Beckens gekennzeichnet. Im Gegensatz zu seinen Randgebieten enthält es vor allem sehr mächtige Portland– und Unterkreidesedimente. Für diese Stufen ist es der Hauptsedimentationsraum gewesen. Portland kann im Gebiet der Weser bis über 500 m mächtig sein und nimmt nach Osten in Richtung zum Gifhorner Trog im allgemeinen an Mächtigkeit ab. Die Unterkreide wird im Becken über 1800 m mächtig (siehe Abb. 24). Nach Osten geht das Becken in den Broistedt – Gifhorn – Hamburger Trog über, nach Westen erstreckt es sich bis in das Emsland. Im Norden grenzt es gegen ein Schwellengebiet, auch als Pompeckj'sche Schwelle bezeichnet. Nordöstlich Celle sind nieder-

[9] Anschrift: Prof. Dr. W. Schott, Oberlandesgeologe. Amt für Bodenforschung, Hannover, Wiesenstrasse 72/74.

sächsisches Becken und Schwelle durch eine Überschiebung voneinander getrennt (Tafel III).

Die Schwelle ist gekennzeichnet durch fast völliges Fehlen von Malm, durch eine sehr geringe Mächtigkeit der Unterkreide im Gegensatz zu der des niedersächsischen Beckens und durch mächtige Oberkreide (vergleiche Nord-und Südteile der Profile II und III, von Tafel III in den Abb. 24 und 22). Sämtliche poröse und permeable Gesteine vom Keuper bis zur Oberkreide kommen als Erdölspeicher infrage. Die wichtigsten produktiven Horizonte sind aber die Sandsteine der Unterkreide (Valendis/Wealden) und die sandige Fazies des Oberen Doggers, der sog. Cornbrash.

Der Strukturbau innerhalb des niedersächsischen Beckens östlich der Weser ist durch Tiefenlinien, bezogen auf Cornbrash, wiedergegeben. Da die räumliche Anordnung der sandigen Fazies des Cornbrash sehr unregelmässig ist und diese in verschiedenen Ammonitenzonen auftreten kann, konnte bei dem Tiefenlinienplan nicht immer ganz genau derselbe stratigraphische Bezugshorizont aus dem Cornbrash genommen werden. Für einen grossräumigen Überblick ist dieser Fehler aber unwesentlich. Wo genaue Daten über dem Cornbrash fehlen, sind andere Horizonte zur Darstellung der Strukturen benutzt worden. Der Strukturplan von der Basis des Malm nordöstlich Minden gibt aber auch ungefähr die tektonische Lage des Cornbrash wieder. Beginnt doch der Cornbrash in diesem Raum zwischen 40 und 100 m unterhalb dieses Bezugshorizontes.

Der Strukturbau im Bereich des niedersächsischen Beckens östlich der Weser ist im wesentlichen flach-bis steilherzynisch nach dem Verlauf der Tiefenlinien des Cornbrash und nach der Anordnung vieler Salzstöcke. Herzynische Richtung zeigt auch die Umgrenzung des Beckens im Norden. Nur im östlichen Teil herrscht im Gebiet der Felder Kronsberg/Pattensen, Lehrte, Nienhagen, Eicklingen die rheinische Richtung vor. Vergitterungen herzynischer und rheinischer Richtung sind vorhanden, so z. B. beim Salzstock Benthe südwestlich von Hannover. Im inneren Teil des Beckens liegt zwischen den Orten Hannover – Nienburg/Weser – Celle ein grosses Salzstock – freies Gebiet. Den tektonischen Bau im Nordteil des Beckens im Bereich einiger ölführender Strukturen zeigen die Profile I – IV.

Nordgrenze des niedersachs. Beckens
Eilte
Suderbruch
Hademstorf
Steimbke
Thören
Wietze
Fuhrberg
Aller
CELLE
Eicklingen
Nienhagen
Hänigsen
NIENBURG
Weser
Basis Malm
Portland
Wealden unter Quartär
Leine
HANNOVER
Lehrte
Kronsberg
Pattensen
MINDEN
Malm zu Tage anstehend

0 5 10 km

Tiefenlinien des Cornbrash in m
Ausbiss des prae-Cornbrash unter jüngeren Sedimenten, vor allem unter Unter Kreide
prae-Cornbrash zu Tage anstehend
Geologische Grenzen
Verwerfungen
Überschiebungen
Sattelachsen
Muldenachsen
Salzstöcke (einschl. eventl. Salzüberhänge)
Ölfelder
wichtige Bohrungen
Profil I siehe Anlage 29, II siehe Anlage 24, III siehe Anlage 22, IV siehe Anlage 20

Tafel III: Strukturkarte des niedersächsischen Beckens östlich der Weser.

Öllagerstätten:

Erdölgeologisch ist das niedersächsische Becken östlich der Weser von grosser Bedeutung. Von den mächtigen Jura-und Unterkreidesedimenten des Beckens, die häufig bituminös sind, ist sicher das Öl in den dortigen Feldern zu einem wesentlichen Teil abzuleiten. Die meisten Ölfelder (von Eicklingen bis Steimbke) sind perlschnurartig am Nordrand des niedersächsischen Beckens in herzynischer Richtung angeordnet. Es sind vorwiegend Lagerstätten im Flankenbereich der

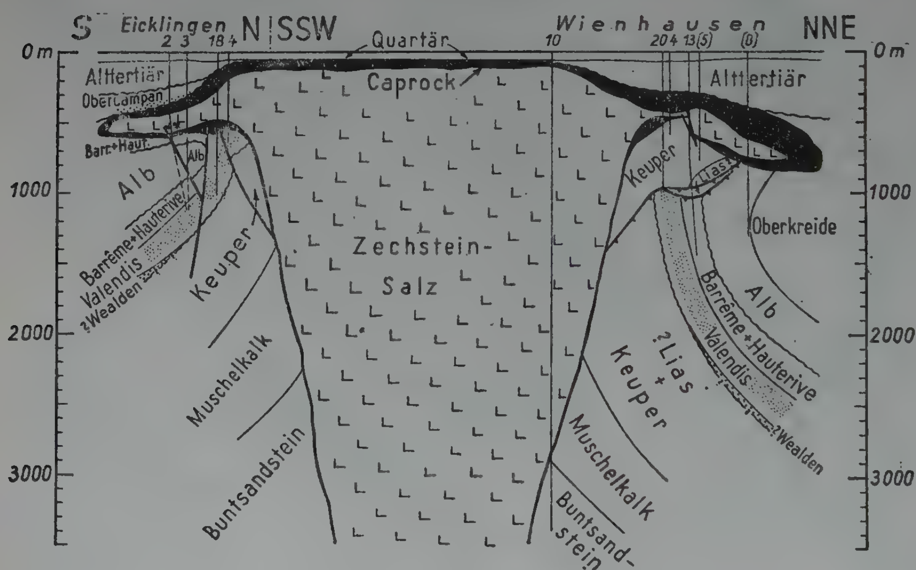


Abb. 20: Geologisches Profil durch den Salzstock von Eicklingen.

Salzstöcke, daneben treten aber auch Ölfallen in Antiklinalen (Suderbruch) und in Diskordanzen (Kronsberg-Pattensen) auf (vergl. Tabelle 7).

Der tektonische Bau der Ölfelder an den Salzstockflanken ist recht verschieden. Bei Eilte, Hademstorf, Hänigsen und Eicklingen (s. Abb. 20) liegen die Felder unterhalb eines z. T. augedehnten Salzüberhanges. In Nienhagen sind die Ölvorkommen zum grössten Teil an einen Quersattel, der im Osten vom Salzstock begrenzt wird, gebunden (s. Abb. 22). Fuhrberg und Steimbke-Nord liegen an ziemlich steilen

Salzstockflanken, der südliche Teil von Steimbke, Wietze und Thören dagegen dort, wo die Salzstöcke allmählich in die Tiefe abtauchen. Der tektonische Bau dieser Lagerstätten ist daher z. T. recht kompliziert (s. Abb. 24 und 25) im Gegensatz zu der fast ungestörten Antiklinale mit dem Feld Suderbruch (s. Abb. 29). Der Ausbiss des Cornbrash unter toniger Unterkreide hat bei Kronsberg/Pattensen zu einer Diskordanzlagerstätte geführt. Diese diskordante Überlagerung ist auch im Bereich der Salzstockflanken oft die Ursache für eine Ölansammlung, wie z. B. bei Lehrte und Fuhrberg u.a. Durch den Ausbiss des prae-Cornbrash unter jüngeren Sedimenten werden innerhalb des niedersächsischen Beckens östlich der Weser die Gebiete mit Ölmöglichkeiten im Cornbrash umgrenzt.

Tabelle 7

ERDÖLLAGERSTÄTTEN IM NIEDERSÄCHSISCHEN BECKEN ÖSTLICH DER WESER

Ölfeld	Entdeckungs-jahr	Erdölspeicher	Lagerstättentypus	Produktion in t	
				1955	kumulativ bis Ende 1955
Wietze	1874	Maastricht, Wealden, Cornbrash, Rhät	Flankenlagerstätte	26 621	2 539 114
Nienhagen	1903	Maastricht, Valendis Wealden, Cornbrash, Rhät, Schilfsandst.	Flanken- und Diskordanzlagerstätte	75 978	4 884 576
Steimbke	1936	Valendis, Wealden, Portland, Kimmeridge Cornbrash	Flanken- und Diskordanzlagerstätte	58 592	966 461
Eicklingen	1937	Valendis	Flankenlagerstätte	10 384	309 801
Fuhrberg	1939	Kimmeridge, Cornbrash	Flanken- und Diskordanzlagerstätte	37 436	706 253
Hänigsen	1940	Valendis, Wealden	Flankenlagerstätte	29 839	537 977
Hademstorf	1941	Wealden	Flankenlagerstätte	6 458	104 313
Thören	1941	Wealden, Portland, Korallenoolith, Cornbrash, Rhät	Flankenlagerstätte	16 262	252 500
Eilte	1947	Wealden, Cornbrash	Flankenlagerstätte	100	1 981
Suderbruch	1949	Valendis, Portland, Kimmeridge, Korallenoolith, Cornbrash, Posidonienschiefer	Antiklinallagerstätte	156 582	774 896
Lehrte	1952	Cornbrash	Flanken- und Diskordanzlagerstätte	20 699	52 670
Kronsberg-Pattensen	1953	Cornbrash	Diskordanzlagerstätte	12 757	18 769

DAS ERDÖLGEBIET NIENHAGEN – HÄNIGSEN

zusammengestellt von ERNST STROBEL [10]

mit Abbildung 21 — 23 und Tabelle 8

Das Erdölgebiet Nienhagen-Hänigsen ist eines der ältesten Ölfelder Deutschlands. Angeregt durch seit dem Mittelalter bekannte Teerkuhlen (Agricola 1546) wurde 1861/62 von der hannoverschen Regierung eine seichte Bohrung (Tiefe 55 m) niedergebracht, der aber ein Erfolg versagt blieb. Spätere Bohrungen (1873-1875) trafen Zechsteinsalz (von 173,8 – 427 m) an und entdeckten hiermit den Salzstock Hänigsen-Wathlingen, auf dem später die Kaliwerke Riedel-Hänigsen und Niedersachsen-Wathlingen abgeteuft wurden (s. Abb. 21).

Die Erschliessung der Erdöllagerstätte machte zwischen 1880 und 1900 durch Bohrungen an der westlichen Salzstockflanke keine Fortschritte. Die ersten nennenswerten Erfolge wurden zwischen 1900 und 1904 im Gebiete nördlich des Teerkuhlenberges erzielt. Die Aufschlusstätigkeit beschränkte sich auf den Westrand des Salzstockes und führte 1906 zu der Entdeckung des Ölgebietes von Dannhorst (Tiefe 150-250 m). Von 1910-1920 wurden die unter dem Tertiär auskeilenden Unterkreidesande (Tiefe bis 250 m) im Gebiete des Forstes Brand abgebohrt. Der erste grössere Fund in 500 m Tiefe wurde 1922 gemacht. Seitdem beginnt der Aufstieg des Ölgebietes.

Im Jahre 1928 wurde das Nordfeld und 1934 das beim Dorf Nienhagen gelegene Fröhlich–, Büthenhorst– und Hellesbruchgebiet erschlossen. An der Südostflanke des Salzstockes wurde 1940 das Ölfeld Hänigsen und an der Nordflanke 1950 in der Tiefe von 625 m das kleine Ölgebiet von Wathlingen entdeckt.

Durch die Erschliessung des Nordfeldes nebst Fröhlichgebiet und Hänigsen wurde in den Jahren bis zu Beginn des 2. Weltkrieges das Ölgebiet Nienhagen-Hänigsen eines der besten und bedeutendsten Fördergebiete Deutschlands, das 1938 seinen Höhepunkt erreichte, seither aber einen langsamen und stetigen Abfall seiner Förderung aufweist.

---

10 Anschrift: Dr. E. Strobel, Geologe, Gewerkschaft Elwerath, Hannover, Hindenburgstrasse 28.

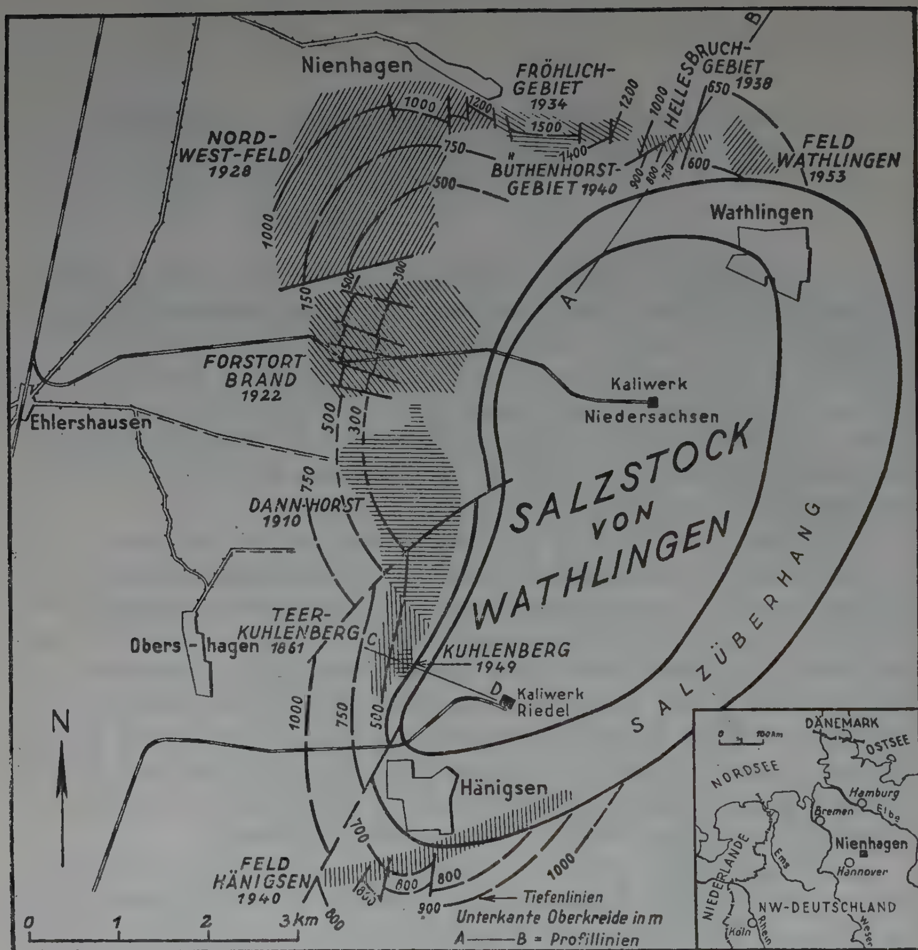


Abb. 21: Lageskizze mit Salzstock.

Stratigraphie

Nienhagen-Hänigsen liegt am Nordrand der Burgdorfer Scholle im Niedersächsischen Becken und stösst im Norden beinahe an die Pompeckj'sche Scholle. Dieses Becken mit seinen mächtigen, marinen und limnischen Sedimenten, die von der Oberen Trias bis zum Ende der Kreidezeit reichen, war der Bildungsraum der Speichergesteine.

Tabelle 8

STRATIGRAPHISCHE TABELLE FÜR DAS ÖLGEBIET NIENHAGEN – HÄNIGSEN

Formationen			Mächtigkeit in m	Petrographie	Fazies und Transgressionen	Produktive Öl- und Gashorizonte	Öl- (°) und Gasführung (+)
Quartär		Holozän Pleistozän	—2 30—40	Torf, Schlicksand Sand und Kies	phytogen-fluviatil fluvioglazial		
Tertiär		Pliozän Miozän } fehlt Oligozän					
		Eozän Paläozän	—300	Ton, Tonmergel, glaukonitische Sande mit Tuffen Ton und Tonmergel	marin		
					— Transgression —		
Kreide	Obere	Maastricht (tiefes Maastricht-hohes Obercampan)	—450	Mergelstein, grüngrau, feinsandig-glaukonitisch, an Basis Sandsteinbänke	marin	3 Sande 2-19 m mächtig Por.: 15—30% Perm.: 100-2000 mdy	°
		Campan	—600	Mergelkalke u. Kalke mit Schreibkreide	marin		
					— Transgression — (im Strukturzentrum)		
		Santon		Mergelstein, sandflaserig, z.T. stark glaukonitisch	marin		
					— Transgression —		
		Coniac Turon } Fehlt Cenoman					
	Untere	Alb	—30	Ton- und Mergelstein, grau	marin		
		Apt	—40	Ton- und Mergelstein mit bitumin. Schiefer	marin		
					— Transgression —		
		Barrême	—30 (nur im Süden)	Ton- und Mergelstein, dunkelgrau	marin		
		Hauterive	60—80	Ton- und Mergelstein, grau, unten sandig-glaukonitisch	marin		
			25—35	"Deckgebirge" = (Unt. Haut, . Ob. Dichotomiten-Schichten)			
		Valendis	8—15	Feinsand-Sandstein, tonig, glaukonitisch	marin	Ob. Valendislager Po.: 20-25% Perm.: 200-1000 mdy	°
			—5	Tonzwischenmittel - sandige - grobsandige Mergel			
			—10	Feinsand-Sandstein, tonig, glaukonitisch	marin	Unt. Valendislager Po.: 20-25% Perm.: 200-1000 mdy	°
			10—72	Valendisschiefer (Polyptychiten-Schichten) grauer, sandflaseriger Mergelstein mit Kohlehäcksel	marin		
					— Transgression —		
		Wealden ?	—20	Sandstein, mittelkörnig	marin	Po.: 5-28% Perm.: 0-5000 mdy	°
					— Transgression —		
Jura	Malm	fehlt					
	Dogger	Callovien	—100	Mergelstein, dunkelgrau, sandig, Eisenooide	marin		
		Bathonien	150—250	Mergelsteine, dunkelgrau, feinsandig, mit Cornbrashsandstein	marin	— 20 m Kalksandstein grobkörnig Po.: 5-28% Perm.: 0-5000 mdy	°
		Bajocien Ob. Aalénien	—100	nur selten erbohrt	marin		
	Lias		—500	nur selten erbohrt	marin		

Die Schichtengliederung des Gebietes ist in den Grundzügen in Tabelle 8 gegeben. Dieses Schema gilt auch für die Feldesteile Kuhlenberg und Hänigsen. Nur das Feld Dannhorst wurde ausser Betracht gelassen, da hier seit Jahren keinerlei Ölförderung mehr stattfindet.

Das Öl im Salzstock Nienhagen-Hänigsen stammt aus den verschiedensten Horizonten von Jura und Kreide; sogar das Tertiär hat in einigen Bohrungen nördlich Hänigsen produktive Ölmengen geliefert. Aus den diluvialen Teerkuhlen wurden jahrhundertelang geringe Schwerölmengen geschöpft. (s. Tabelle 8).

Tektonik

Der Salzstock von Wathlingen-Hänigsen bildet mit den Salzstöcken von Lehrte-Sehnde im Süden und Wienhausen-Eicklingen im Nordosten eine Salzstockreihe von südsüdwestlicher – nordnordöstlicher Streichrichtung. Die erste Anlage des späteren Salzstockes ist nach Koch (1953) eine praekretazische, rheinisch streichende Antiklinale.

Durch Abfliessen des Zechsteinsalzes aus dem Vorland im NW und Einpressung desselben in den Salzstock in der Oberkreide (Santon + Untercampan), hob sich der Salzstock stark heraus. Diese Salzverlagerung äusserte sich im Vorland des Salzstockes durch eine beträchtliche Senkung der Randgebiete. Diese Absenkung war in Muldenregionen besonders stark. So wurde nördlich von Nienhagen eine Senonmächtigkeit von nahezu 1 300 m erbohrt. (s. Abb. 22).

Wesentlich wichtiger als der rheinische Salzstock war aber für die Erdölgebiete die Anlage einer prae-bis frühkretazischen Schwelle, die sich später zu einem praesenonen Quersattel ausbildete. Dieser Quersattel verläuft von der Nordwestflanke der Salzantiklinale in SE-NW-Richtung und taucht gegen Nordwesten ab. In der Unterkreide erfolgten fortgesetzte Hebungen, die mit Mächtigkeitsreduktionen verbunden sind. In der praesenonen Oberkreide fand die Aufrichtung des Nienhagener Quersattels statt, die mit Brüchen, vorwiegend mit Radialbrüchen kleineren Ausmasses, verknüpft sind. Im Campan fanden noch andauernde Vertikalbewegungen im Quersattel und Salzstock statt, die mit Bruchtektonik verbunden sind. Im Obercampan bildete sich um den ganzen Salzstock ein mehr order weniger breiter Salzüberhang aus. Die Zeit der Überhangbildung ist durch die Bohrungen im Gebiet Hänigsen ziemlich genau festlegbar. Unter dem Salzlappen fand man in den Feldern Kuhlenberg und Hänigsen in Sandsteinen des Valendis

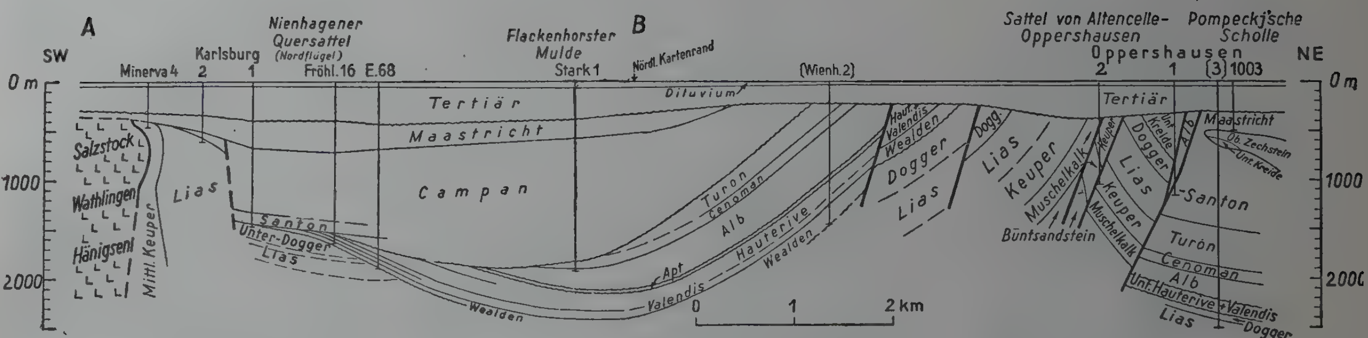


Abb. 22: Geologischer Schnitt Nordfeld-Altencelle.

und Wealden eine gute Ölproduktion. Im Tertiär fanden noch geringfügige Bewegungen statt, die sich in einer unwichtigen Verformung der Tertiärbasis äussern. (s. Abb. 23).

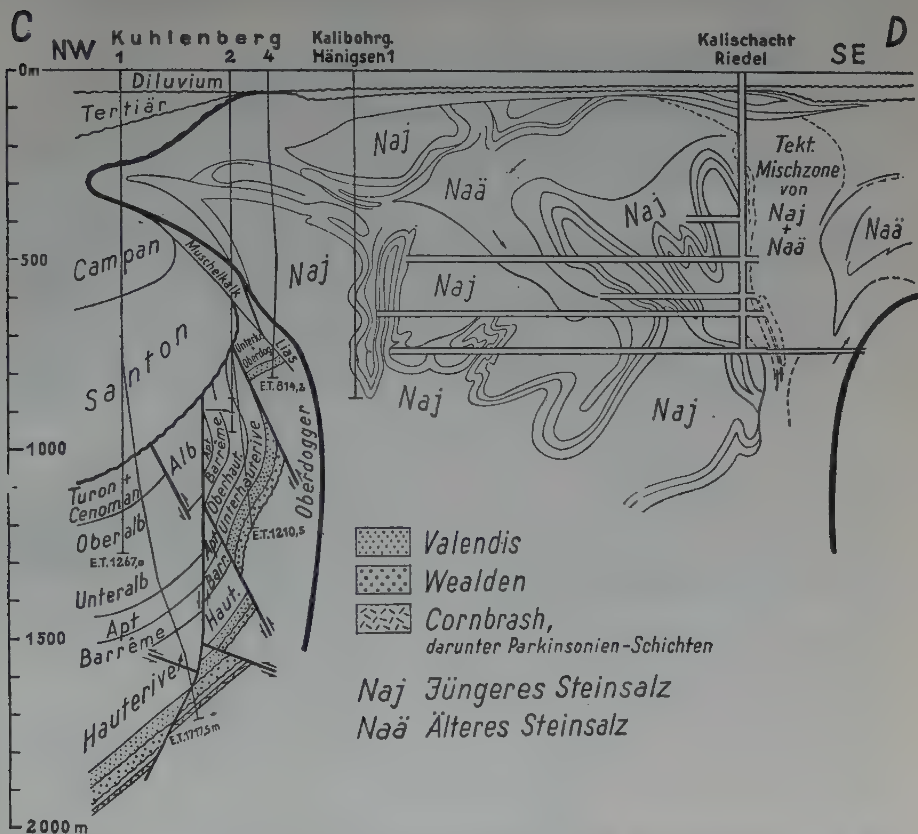


Abb. 23: Geologischer Schnitt Kuhlenberg-Kalischacht Riedel zusammengestellt nach Koch und Bentz/v.Gaertner.

Ölfeldtypen im Gebiete Wathlingen-Hänigsen:

I. Flankentyp:

a) Salzstockflankentyp: Dannhorst, Forstort Brand.
Durch die Aufpressung des Salzstockes wurde das Schichtpaket von Trias, Jura und Kreide an der steilen Westflanke mit hochgeschleppt und durch geringfügige Querstörungen zerbrochen.

Speichergesteine: Dannhorst: Unterlias, Rhät und Schilfsandstein; Forstort Brand: Valendis.

b) Flankentyp kombiniert mit stratigraphischer Lagerstätte: Wathlingen.
Speichergesteine: Sandsteine des Maastricht.

c) unter dem Salzüberhang: Hänigsen und Kuhlenberg.

Unter dem breiten Salzlappen liegt in Hänigsen eine überkippte Mulde von Jura und Unterkreide.

Die Ölführung stammt bei Hänigsen aus Valendis und Wealden, bei Kuhlenberg aus Valendis, Wealden und Cornbrash.

d) am Quersattel: Nienhagen.
Das Ölfeld ist an einen Quersattel gebunden, der im Osten von dem bis unter das Diluvium aufgestiegenen Salzstock abgeschnitten wird.
Speichergesteine: Valendis, Wealden und Cornbrash.

Kumulative Förderung:

Die kumulative Förderung der Ölfelder Nienhagen-Hänigsen betrug bis Ende 1955, 5 422 553 to, dabei waren die Gebiete.

Nienhagen mit 4 834 179 t
Hänigsen mit 537 977 t und
Wathlingen mit 50 397 t beteiligt.

ÖLFELD WIETZE

zusammengestellt von Hermann Deecke und Karl Kubella [11]

mit Abbildung 24 — 27 und Tabelle 9 und 10

Grundlagen des derzeit vorliegenden Bildes über die Geologie dieses ältesten Ölfeldes Deutschlands bilden etwa 2 000 Bohrungen, die seit 1859 im Wietzer Raum verteuft wurden, sowie die seit 1952 im Raum um Wietze durchgeführte modernere Reflexionsseismik.

Der grösste Teil dieser Bohrungen war bereits bis zum Jahre 1920 ausgeführt und damit die auch heute bekannten produktiven Flächen und Horizonte erschlossen und abgegrenzt. Diese Bohrungen überschritten selten Teufen über 300 m. Wegen Fehlens moderner bohrlochsgeologischer Untersuchungsverfahren (elektrische Bohrlochsmessungen, Mikropaläontologie) lieferten die Einzelbohrungen nur dürftige geologische Ergebnisse. Dieser Mangel konnte nur durch die Vielzahl der Bohrungen bis zu einem gewissen Grade wettgemacht werden. Trotz dieser Schwierigkeiten herrschten jedoch schon um 1920 recht genaue Vorstellungen über die Grundzüge der Stratigraphie und der Tektonik des Feldes Wietze. Die zwar wenigen (ca. 50), aber unter erheblich günstigeren methodischen Voraussetzungen nach 1920 durchgeführten Bohrungen gestatteten zusammen mit den Grubenaufschlüssen eine Bearbeitung des Feldes nach neueren geologischen Gesichtspunkten. Mit Hilfe der Reflexionsseismik konnten die Erkenntnisse über die Lagerung im engeren Feldesbereich auf die angrenzenden Gebiete und in grössere Teufen erweitert werden.

A. *Strukturelle Position des Ölfeldes Wietze im niedersächsischen Raum*

Das Ölfeld Wietze ist an den Westteil des Salzstockes von Wietze-Hambühren gebunden, der zusammen mit den Salzstöcken von Meissendorf, Wolthausen und Wienhausen der NW-SE-streichenden "Allertal-Linie" zugehört, die den Nordrand des Niedersächsischen Beckens bildet. (Abb. 24).

---

[11] Anschriften: Dr. H. Deecke, Seniorgeologe, Deutsche Erdöl A. G., Hamburg, 13, Mittelweg 180; Dr. K. Kubella, Geologe, Erdölwerke Wietze, Wietze Krs. Celle.

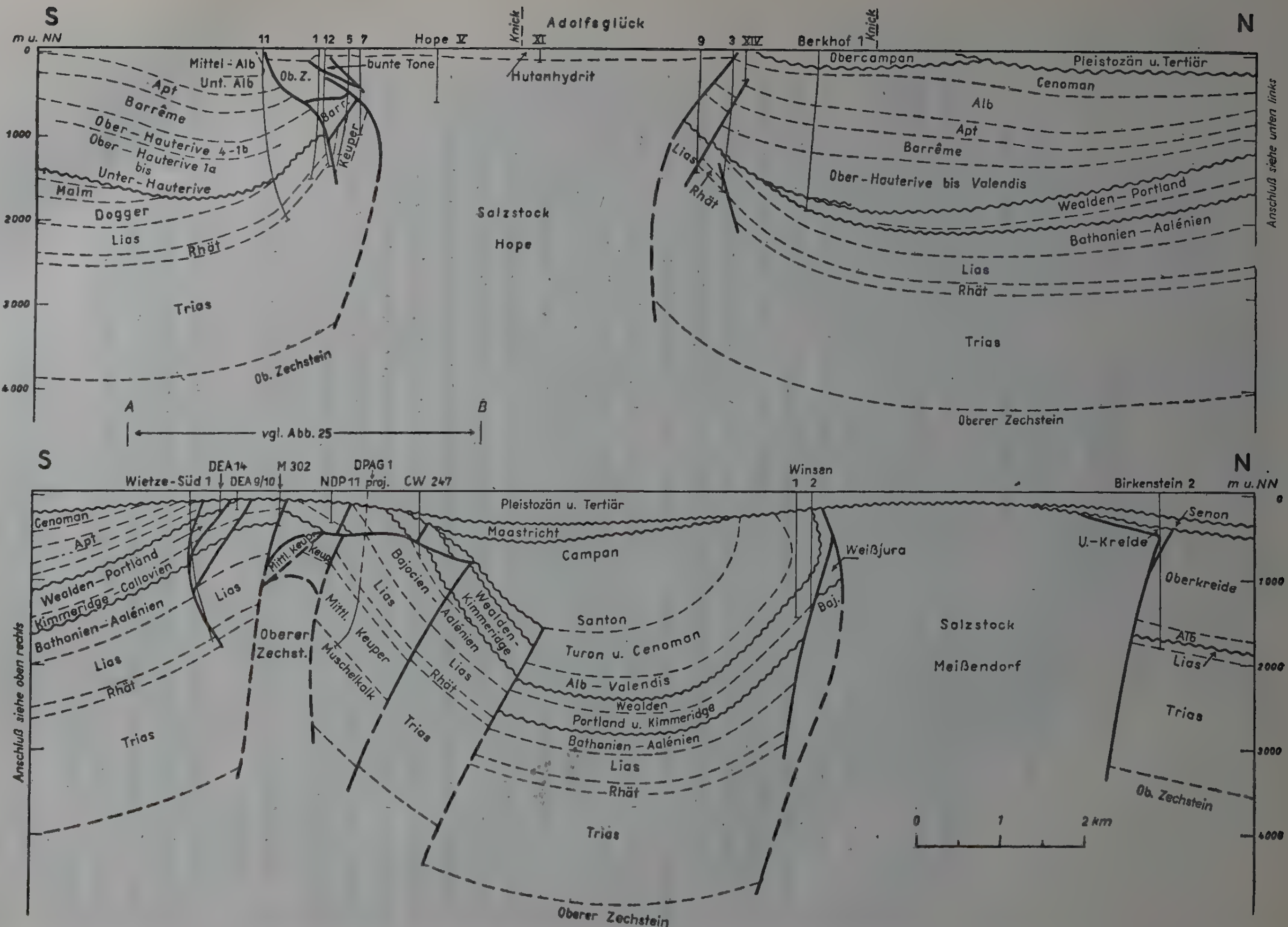


Abb. 24: Profil durch die Strukturen der Allertal-Linie am Nordrand des Niedersächsischen Beckens. Lage des Schnittes siehe Tafel III, Profil II.

Der Salzstock von Wietze-Hambühren besitzt in seinem westlichen Teil NW-SE-Streichen und biegt in seinem Ostteil in SW-NE-Streichen um. Der für das Ölfeld Wietze interessante NW-SE-streichende Westteil des Salzstockes wird in der Folge als "Salzstock von Wietze-Steinförde" behandelt.

B. *Die Schichtfolge*

Die Schichtfolge ist im einzelnen aus der stratigraphischen Tabelle ersichtlich. Hauptölträger sind die Kalksandstein- und Konglomeratfolgen des Maastricht, die Sandlager des Wealden, die Kalksandsteine und Konglomerate des Cornbrash im Grenzbereich Bathonien/Bajocien (Dogger ε 5 und ε 3 nach Brand 1949) und die Sandsteine des Mittelrhät. Untergeordnete Bedeutung in Speicherfähigkeit und Ölproduktivität besitzen die Ölträger des Weissjura (Münder Mergel, Eimbeckhäuser Plattenkalk, Gigas-Schichten und Korallenoolith) und des Posidonienschiefers.

Im Bereich des Feldes Wietze weist die Schichtfolge einige Lücken durch Transgressionen auf:

Durch das Pleistozän sind alle jünger als untereozänen Tertiärstufen transgressiv entfernt und das Untereozän 4 ist bis auf eine Mächtigkeit von maximal 90 m zurückgeschnitten worden.

Die Paläozäntransgression bringt das Dan zum Ausfall und reduziert die Mächtigkeit des Maastricht durch Kappung auf 60 m.

Die nächste transgredierende Stufe bildet der Komplex Maastricht/Obercampan. Während in den Bohrungen in Steinförde in unmittelbarer Nähe des Salzstockes höheres Maastricht auf verschiedene Dogger- und Liasstufen transgrediert, schliesst sich weiter westlich und struktur-auswärts in den Bohrungen CW 247 und Schindler 66 ohne Unterbrechung Obercampan an das Maastricht an. Erst letzteres transgrediert über Cenoman bzw. Münder Mergel.

Aus dem benachbarten Raum Thören ist bekannt, dass Cenoman über Schollen verschiedener Hochlage (Oberalb bis Unteralb) transgrediert. Zwar fehlen geeignete Bohraufschlüsse, um das Vorhandensein der Cenomantransgression auch im Wietzer Raum eindeutig zu beweisen. Regionale Überlegungen geben dieser Transgression auch hier eine gewisse Wahrscheinlichkeit.

Eine grössere regionale Bedeutung kommt im Raum Wietze — Thören der Transgression des Oberapt zu. Durch sie fallen das Unterapt

und vielleicht höhere Teile des Barrême aus. Im Raum Thören gesichert, in Wietze zwar wahrscheinlich, aber mangels geeigneter Aufschlüsse noch nicht bestätigt ist die Transgression von Oberhauterive 3 (*seeleyi*-Zone) auf Oberhauterive 1 (*capricornu*-Zone) unter Ausfall von Oberhauterive 2 (*hildesiense*-Zone). Weiterhin transgrediert Unterhauterive I (*noricus*-Schichten) auf Obervalendis 2 (mittlere Dichotomiten-Schichten), letzteres wiederum auf Wealden 5.

Lediglich durch Reflexionsseismik auf der Nordflanke der Wietzer Struktur angedeutet, erscheint dort eine Transgression des Kimmeridge wahrscheinlich. Im Feld Wietze tritt diese Transgression nicht mehr auf.

Älteste im Raum Wietze nachgewiesene, aber darüber hinaus weitverbreitete Transgression ist die der Ornatenschichten (Dogger ζ) auf *aspidoides*-Schichten (Dogger ε 6 nach Brand 1949) unter Ausfall der Macrocephalenschichten (Dogger ε 7 nach Brand 1949). (Tabelle 9).

C. *Tektonik*

Die Tektonik des Ölfeldes Wietze ist nahezu ausschliesslich vom Aufstieg des Salzstockes von Wietze-Steinförde bestimmt. Die Salzstockbewegungen sind bis ins Alttertiär sicher nachweisbar, halten aber vermutlich noch bis zur Wende Tertiär-Pleistozän an, da im Kern der Struktur pleistozäne Sedimente unmittelbar auf dem Salzkörper lagern. Die intensive Schollenzerlegung fand an der Wende Obercampan – Maastricht allgemein ihren Abschluss. Nachträgliche Bewegungen bewirkten lediglich eine nahezu bruchlose Deformation der jüngeren Sedimente, verbunden mit primären Mächtigkeitsreduktionen strukturеinwärts. Als erste Anzeichen einer wenn auch nur schwachen Hochbewegung lassen sich abgerollte Belemniten der Coronaten-Schichten (Dogger δ) deuten, die auf sekundärem Lager am Top der Parkinsoni-Schichten (Dogger ε 4 nach Brand 1949) angetroffen wurden. Die grösste Aufstiegsintensität lag zweifellos in Unter- und Oberkreide, wie aus den zahlreichen Schichtlücken in dieser Zeit hervorgeht.

Während die Südflanke des Salzstockes von Wietze-Steinförde trotz der auch hier herrschenden starken Schollenzerlegung eine tektonische Einheit bildet, ist die Nordflanke durch die "Wietzer Gleitfläche" in zwei scharf voneinander getrennte Schollenkomplexe gegliedert, die als "Oberscholle" und "Unterscholle" bezeichnet werden. Beide Scholleneinheiten werden durch die Tertiär- bzw. Maastricht/

TABELLE 9: SCHICHTENFOLGE IM ÖLFELD WIETZE

Formation				Mächtigk.	Petrographie	Fazies	Öl- u. Gasführung
Quartär		Pleistozän		35—75 m	Sande u. Geschiebemergel	terrestrisch, glazial, fluvioglazial	Im Gebiet d. Wietzer Teerkuhlen Schweröl in prä- u. interglazialen Sanden
Tertiär	Paläogen	Untereozän	4	(90 m) gekappt	feinsandiger glaukonitischer Tonstein, häufig von dünnen Kalksandsteinlagen durchsetzt; partienweise Tonstein in Tonsandstein übergehend	Schichtlücke	
			3(+2)	20 m			
			1	60 m		marin	
		Paläozän		40—50 m	wie oben, jedoch zur Basis hin zunehmender Gehalt an eingelagerten Schwammnadeln	Transgression	
Kreide	Oberkreide	Maastricht		(60 m) gekappt	im oberen Teil Wechselfolge von glaukonitischen Kalksandsteinen u. Konglomeraten m. Brauneisengeröllen, m. feinsandig-glaukonitischen Tonmergelsteinen, die untersten 20 m ledl. aus feinsandig-glaukonitischen Tonmergelsteinen bestehend	marin Transgression	Im Gebiet Steinförde Kalksandstein- u. Konglomeratlagen schweröl-imprägniert
		Ober-Campan		35 m	Kalkmergelstein u. Kalkstein, z.T. dolomitisch mit Glaukonit	marin Transgression	
		Cenoman		(30 m) gekappt			
	Unterkreide	Gault	Alb	ca. 150 m	Tonmergelstein, schwach feinsandig	marin	
			Ober Apt	15—30 m	Tonmergelstein, mässig, bis stark feinsandig (Th. 203)	Transgression	
		Neokom	Barrême	50—100 m	Tonmergelstein schwach feinsandig	marin	
			Ober-hauterive	40—65 m			
			Unter-Hauterive 1 2	10—30 m	Unten z.T. Kalkstein		

TABELLE 9: (Fortsetzung). SCHICHTENFOLGE IM ÖLFELD WIETZE

Formation					Mächtick.	Petrographie	Fazies	Öl-u. Gasführung
Kreide	Unterkreide	Neokom	Obervalendis	2	ca. 12 m	Tonstein bis Tonmergelstein, stark feinsandig	marin Transgression	
Kreide	Unterkreide	„Kreide-Wealden"	Wealden	5 — 4 — 3b	ca. 60 m	Wechselfolge von Sanden, Tonsteinen, Kalksandsteinen u. Cyrenenbänken, häufig kugelige Kalksandsteinkonkretionen eingelagert	limnisch bis terrestrisch	Sande mit einer Gesamtmächtigkeit von ca. 30 m schwerölimprägniert Perm.: 5000 bis 15000 md Por.: 35 %
Jura	Malm	„Jura-Wealden"	Wealden	3a — 2 — 1	ca. 40 m	Tonstein mit geringen Einlagerungen von Kalksandsteinbänken		
Jura	Malm	Portland	Serpulit	η_2	ca. 25 m	Wechselfolge v. Tonmergelstein, Kalkmergelstein u. Kalksandst. m. Übergängen	limnisch bis brackisch	
Jura	Malm	Portland	Münder Mergel	η_1	ca. 110 m	Tonstein mit Anhydriteinlagerungen; innerhalb des oberen Teils d. Folge eine ca. 25 m mächtige Lage von wechsellagerndem Anhydrit, Kalksandstein u. Tonstein	limnisch bis lagunär	
Jura	Malm	Portland	Einbeckhäuser Plattenkalk	ζ_2	ca. 15 m	Wechsellagerung von Anhydrit, Kalksandstein u. Tonstein	brackisch b. lagunär	Kalksandsteine schwerölimprägniert geringe Durchlässigkeit u. Porosität
Jura	Malm	Portland	Gigas-Sch.	ζ_1	ca. 45 m	Wechsellagerung von Kalksandstein, Kalkstein und Tonmergelstein	brackisch	
Jura	Malm	Kimmeridge	Oberer	ε	ca. 70 m	Tonmergelstein mit grobsandigen Lagen	limnisch b. terrestrisch	
Jura	Malm	Kimmeridge	Mittlerer	δ	ca. 45 m	Kalkmergelstein, tw. glaukonitisch	marin bis brakkisch	
Jura	Malm	Kimmeridge	Unterer	γ	ca. 30 m	Tonstein		

Formation					Mächtigk.	Petrographie	Fazies	Öl- u. Gasführung
Jura	Malm	Oxford	Ob. (Korallenoolith)	β	ca. 15 m	2 Lagen aus Kalksandstein b. Kalkstein, brauneisenoolithisch, durch ein Zwischenmittel aus Tonmergelstein getrennt		Beide Lager mit einer Gesamtmächtigkeit von ca. 8 m schwerölimprägniert geringe Durchlässigkeit und Porosität
			Unt. (Heersumer Schichten)	α	ca. 20 m	Tonmergelstein, unten stark feinsandig	marin	
	Dogger	Callovien	Ornaten-Sch.	ζ	30—40 m	Tonmergelstein, sehr mild	Transgression	
		Bathonien	Aspidoides-Sch.		10—15 m	Tonstein bis Tonmergelstein stark feinsandig, feinmergeliges Konglomerat		
			Württembergicus-Sch.	ε	40 m	Kalksandstein mit zahlreichen Ostreen, stellenweise mit eingelagerten Konglomerat- und Tonstein-Bänken		Kalksandstein schwerölimprägniert Per.: 20—300 md Por.: 15—30 %
		Bajocien	Parkinsoni-Sch.		ca. 65 m	Tonstein, mässig feinsandig, im oberen Teil eine ca. 20 m mächtige Lage aus Kalksandsteinen, Sandsteinen u. Konglomeraten	marin	Kalksandsteine, Sandsteine u. Konglomerate schwerölimprägniert Perm.: 4—200 md Por.: 15—30%
			Saucei- bis Garantianen-Sch.	δ	ca. 80 m	Tonstein, schwach feinsandig z. T. mergelig.		
			Sonninien-Sch.	γ	ca. 35 m			z. T. Ölspuren
		Aalénien	Ludwigien-Schichte	β	ca. 200 m	Tonstein, lagenweise stark feinsandig-glimmerig, mit zahlreichen Toneisensteingeoden		

Tabelle 9: (Fortsetzung). SCHICHTENFOLGE IM ÖLFELD WIETZE

Formation					Mächtigk.	Petrographie	Fazies	Öl- u. Gasführung
Jura		Aalénian	Opalinuston	α	nicht sicher nachweisbar, wenn vorhanden, dann nur ca. 10 m mächtig	Tonstein, schwach sandig	marin	
	Lias	Toarcien		ζ	ca. 35 m			
			Posidonien Schiefer	ε	ca. 55 m	feinstschichtiger Tonstein, bituminös, mit Pyrit durchsetzt		
		Charmouthien		δ	ca. 130 m	Tonstein, schwach sandig		
				γ	ca. 30 m			
		Sinémurien		β	ca. 50 m			
				α_3	ca. 40 m			
		Hettangien		α_2 / α_1	ca. 70 m	Tonstein, teilweise schwach mergelig		
Trias	Keuper	Oberer	Öberrhät		15 m	tw. flaserige Wechsellagerung von stark feinsandigem Tonstein mit tonigem Feinstsandstein Unten rotbrauner Tonstein	limnisch terrestrisch	
			Mittelrhät		ca. 85 m	im oberen Teil feinstschichtiger, bituminöser Tonstein, im mittl. Teil zwei Sandsteinlagen von insgesamt 30 m Mächtigkeit, im unteren Teil feinstflaserige Wechsellagerung von Tonstein mit Feinstsandstein; vereinzelt geringmächtige Dolomitlagen	mesohalines Brackwasser	Beide Sandsteinlagen leichtölimprägniert Hauptsandstein: Perm.: 500—1200 md Por.: 23 % Unterer Sandstein: Perm.: 50—300 md Por.: 20 %

TABELLE 9: (Fortsetzung). SCHICHTENFOLGE IM ÖLFELD WIETZE

Formation				Mächtigk.	Petrographie	Fazies	Öl- u. Gasführung
Trias		Oberer	Unterrhät		feinstschichtiger Tonstein, tw. dolomitisch und feinstsandig mit tonigen Feinstsandsteinlagen; stellenweise bonebeds.	oligohalines Brackwasser	
		Mittlerer	Oberer Gipskeuper	270 m	Dolomitmergelstein, vereinzelt Mergel, mit Gips u. Anhydrit, im unteren Teil eine ca. 15 m mächtige Lage von Steinsalz	limnisch bis terrestrisch	
			Schilfsandsteinzone	30 m	Feinsandstein mit Tonzwischenlagen		
			unterer Gipskeup.	150 m	Dolomitmergelstein mit Gips u. Anhydrit u. geringmächtigen Steinsalz-Einschaltungen	z.T. lagunär	
		Unterer	Lettenkohlen-K.	70 m	Mergel, partienweise schwach feinsandig mit Einschaltungen von Mittel- bis Feinsandsteinen	limnisch brackisch	
Muschelkalk (oberer)				Liegendes	Kalke mit kalkigen Tonplatten	marin	

Obercampan-Transgression gekappt und sind in sich in weitere Einzelschollen zerlegt.

Der Bewegungsablauf, der zu diesem komplizierten strukturellen Zustand führte, wurde durch H. Weber (1949) rekonstruiert. Dabei wird die "Wietzer Gleitfläche" im Frühstadium als eine nach Südwesten einfallende Abschiebung von ca. 250 m Sprunghöhe gedeutet, die vom Salzstock von Wietze-Steinförde beim Aufstieg benutzt wurde.

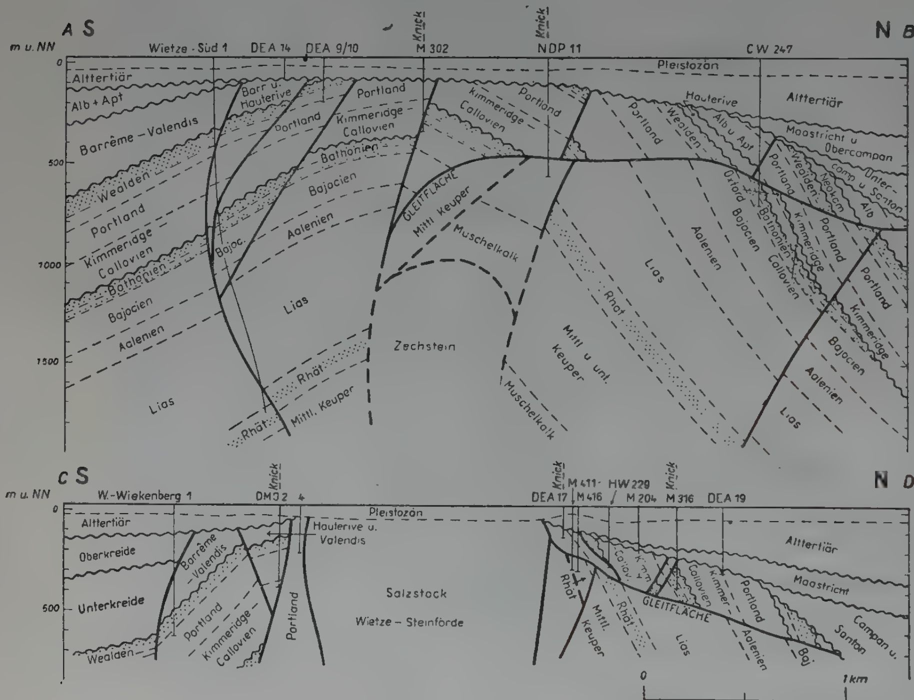


Abb. 25: Zwei Profile durch die Struktur Wietze.

Durch den Salzaufstieg und die starke Einsenkung der Winsener Mulde während der Oberkreide wurde diese Störung nach Norden überkippt und nahm so die heutige flachgewölbte Gestalt an. Diese stärkste Verformung erlitt die "Gleitfläche" im Gebiet von Steinförde, wo ihre strukturnahen Teile erosiv entfernt sind.

Weiter westlich, wo auch der Salzkörper achsial in grössere Tiefen abtaucht, nimmt ihr Deformationsgrad ab; ihr Kulminationsscheitel

ist in die Tiefe versenkt. Die Profile A-B und C-D (Abb. 25) und die Strukturkarte des Rhät (Abb. 26) verdeutlichen diesen Unterschied in der Verformungsintensität und die starke Bruchschollenzerlegung.

D. *Ölansammlung, Lagerstättencharakteristik, Art der Ausbeute*

Wie aus der Karte der produktiven Flächen des Ölfeldes Wietze hervorgeht (Abb. 27), sind die Nordostflanke und die nach Nordwesten

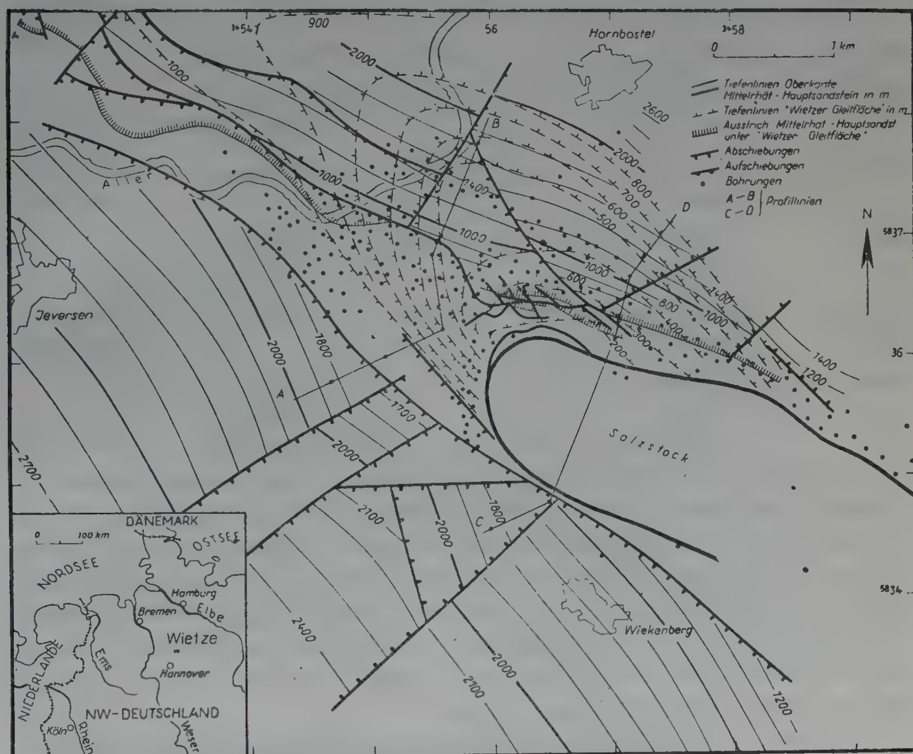


Abb. 26: Strukturplan Wietze für Rhät.

abtauchende Achse der Struktur ölführend. In der Oberscholle sind die Speicher des Maastricht unter der Tertiärtransgression und jeweils die des Wealden, Malm, Dogger und Lias (Posidonienschiefer) unter der Tertiär-Transgression bzw. Maastricht-Transgression mit Schweröl (Spez. Gewicht 0,940–0,960) imprägniert. Die unter der "Gleitfläche"

ausstreichenden Sandsteine des Mittelrhät führen hingegen Mittelöl (Spez. Gewicht 0,880).

Die vertikale Verbreitung der Ölführung in den einzelnen Speicherhorizonten ist aus folgender Tabelle ersichtlich:

TABELLE 10

Speicher-horizont	Randwasser-teufe NN	strukturhöchste Teufe NN	Art der Ausbeutung	Bemerkungen
Maastricht	—165 m (z.Zt.)	— 80 m	Bohrungen	
Wealden	—235 bis —265 m	—120 m	Bohrungen u. Bergbau	
Malm	nicht näher bekannt	—110 m	Bohrungen	Produktion aufgegeben
Dogger	—285 bis —295 m	—110 m	Bohrungen u. Bergbau	
Posidonienschiefer	nicht näher bekannt	— 90 m	Bohrungen	Produktion aufgegeben
Mittelrhät	ca. —300 m	—200 m	Bohrungen u. Bergbau	

Ausserdem förderten bis vor einigen Jahren noch einige Bohrungen Schweröl aus dem Dogger ε einer hochliegenden Scholle an der Nordwestbegrenzung des Salzstockausstrichs unter Pleistozän aus Teufen von ca. —50 m NN. Der Ölträger des Dogger ε ist hier unmittelbar von Pleistozän überlagert, so dass hier auch einige prä- und interglaziale Sande ölführend angetroffen wurden. Bis vor kurzem förderte eine Bohrung aus dem Pleistozän (Teufe —20 bis —30 m NN) Schweröl vermischt mit Süsswasser.

Von den produktiven Speicherhorizonten besitzen die des Wealden, des Malm, des Dogger ε und Posidonienschiefers keinerlei, die des Maastricht und Mittelrhät schwachen Randwassertrieb. Sowohl die Schweröle als auch die Leichtöle führen kaum gelöstes Gas.

Die Lagerstättenenergie aller produktiven Horizonte war schon primär sehr gering. Durch die lange Förderung sind derzeit alle Lagerstättenteile als energielos zu betrachten. Die Entölung erfolgt durch Schwerkraft-Drainage.

Die durch den Grubenbetrieb ausgebeuteten Partien des Wealden und Dogger werden durch Sickerstrecken, die des Mittelrhät durch Horizontal- und Schrägbohrungen entölt. Letzteres Ausbeuteverfahren findet in Kombination mit dem Sickerstreckenvortrieb auch im Dogger ε Anwendung. Insgesamt wurden seit 1920 ca. 70 000 Sickerstreckenmeter, davon der grösste Teil im Wealden, aufgefahren.

Als weiteres bergmännisches Gewinnungsverfahren wurde bis vor einigen Jahren noch der Abbau des Wealden-Ölsandes in Schollen günstiger Lagerung betrieben. Das Öl wurde übertage ausgewaschen, der entölte Sand kam zum Versatz.

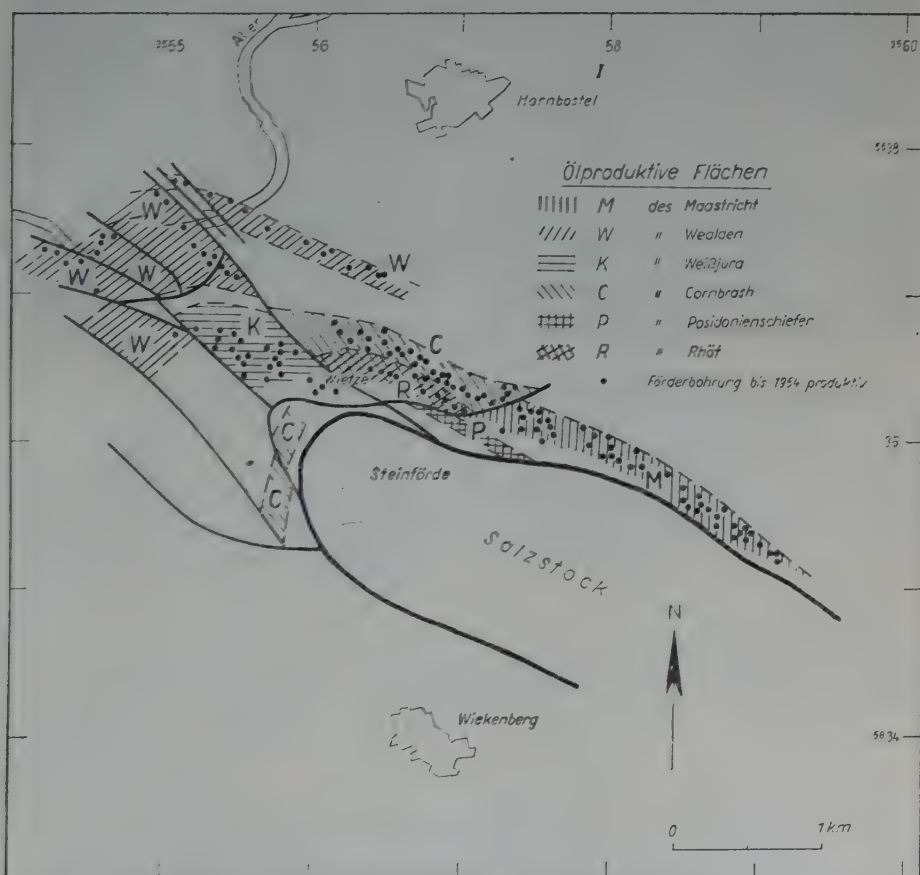


Abb. 27: Produktive Flächen des Ölfeldes Wietze.

E. *Produktionsentwicklung*

Als Hinweise auf Öl im Wietzer Untergrund sind nachweislich schon seit 1652 im Bereich der hochliegenden Dogger-Scholle (Ziff. D) Teerkuhlen bekannt. An diese Vorkommen anknüpfend teufte 1859 die Hannoversche Regierung die erste Bohrung in einer solchen Teerkuhle bis 35,6 m. Sie erbrachte im Pleistozän Erdöl. Auf Grund dieses Fundes kam die weitere Exploration nur zögernd in Gang, so dass erst ab 1883 eine nennenswerte Ölproduktion suztande kam.

Von diesem Zeitpunkt an stieg die Förderung rasch an und erreichte 1910 ihren Höchstwert mit ca. 9 000 t pro Monat. Trotz verstärkter Bohrtätigkeit fiel dann die Produktion wegen schwacher Lagerstättenenergie stark ab, so dass man sich 1916 entschloss, die Drainage der Lagerstätten durch bergmännischen Sickerstreckenvortrieb zu erhöhen. Im gleichen Jahre begann man mit dem Abteufen eines 246 m tiefen Ölschachtes, aus dem die erste Produktion 1920 zutage kam. Die Ölförderung aus dem Schacht überstieg sehr bald die aus den Bohrungen, so dass nunmehr einer Monatsproduktion aus dem Schacht von ca. 2 000 t Öl eine solche von ca. 150 t Öl aus ca. 35 noch fördernden Bohrungen gegenübersteht. Bislang wurden aus dem Ölfeld Wietze ca. 2 Millionen t Öl gefördert.

ERDÖLFELD SUDERBRUCH

zusammengestellt von ALFRED MAYER-GÜRR [12]

mit Abbildung 28 u. 29 und Tabelle 11

1.) *Struktur*

Die Struktur Suderbruch ist eine E-W streichende, flache Aufwölbung, die von einer E-W streichenden Störungszone und mehreren kleinen N-S gerichteten Störungen durchzogen ist. Sie liegt zwischen den Salzstöcken Stöcken – Lichtenhorst, Eilte, Grethem-Büchten und Hope. Im Dogger beträgt der Höhenunterschied zwischen Muldenlinie und Sattelachse nur 60 m. Die Scheitelzone hat in den einzelnen stratigraphischen Horizonten verschiedene Lagen.

Da die hauptsächlichen Ölträger an der Struktur auskeilen bzw. nur auf der Struktur höhere Porosität besitzen, ist das Erdölfeld eine Kombination von struktureller und stratigraphischer Falle.

2.) *Geschichte und Methodik*

Ein orientierter Kern in einer früheren Schürfbohrung gab das erste Anzeichen für das Vorhandensein der Aufwölbung, doch wurde diese erst 14 Jahre später durch reflexionsseismische Messungen eindeutig nachgewiesen. Die Aufschlussbohrung Suderbruch 1 im Topgebiet der Struktur wurde im Dogger delta fündig und erschloss damit das erste Erdölfeld dieses Typs in Deutschland.

3.) *Stratigraphie*

Das Profil ist fast lückenlos vom Tertiär bis zum Mittleren Keuper bekannt; s. Tabelle 11.

4.) *Entwicklung*

Die Entdeckungsbohrung Suderbruch 1 wurde im Jahre 1949 im Sandstein des Dogger delta in einer Teufe von 2040 m eruptiv fündig.

[12] Anschrift: Dr. A. Mayer-Gürr, Geologe, Gewerkschaft Brigitta, Hannover, Kolbergstr. 14.

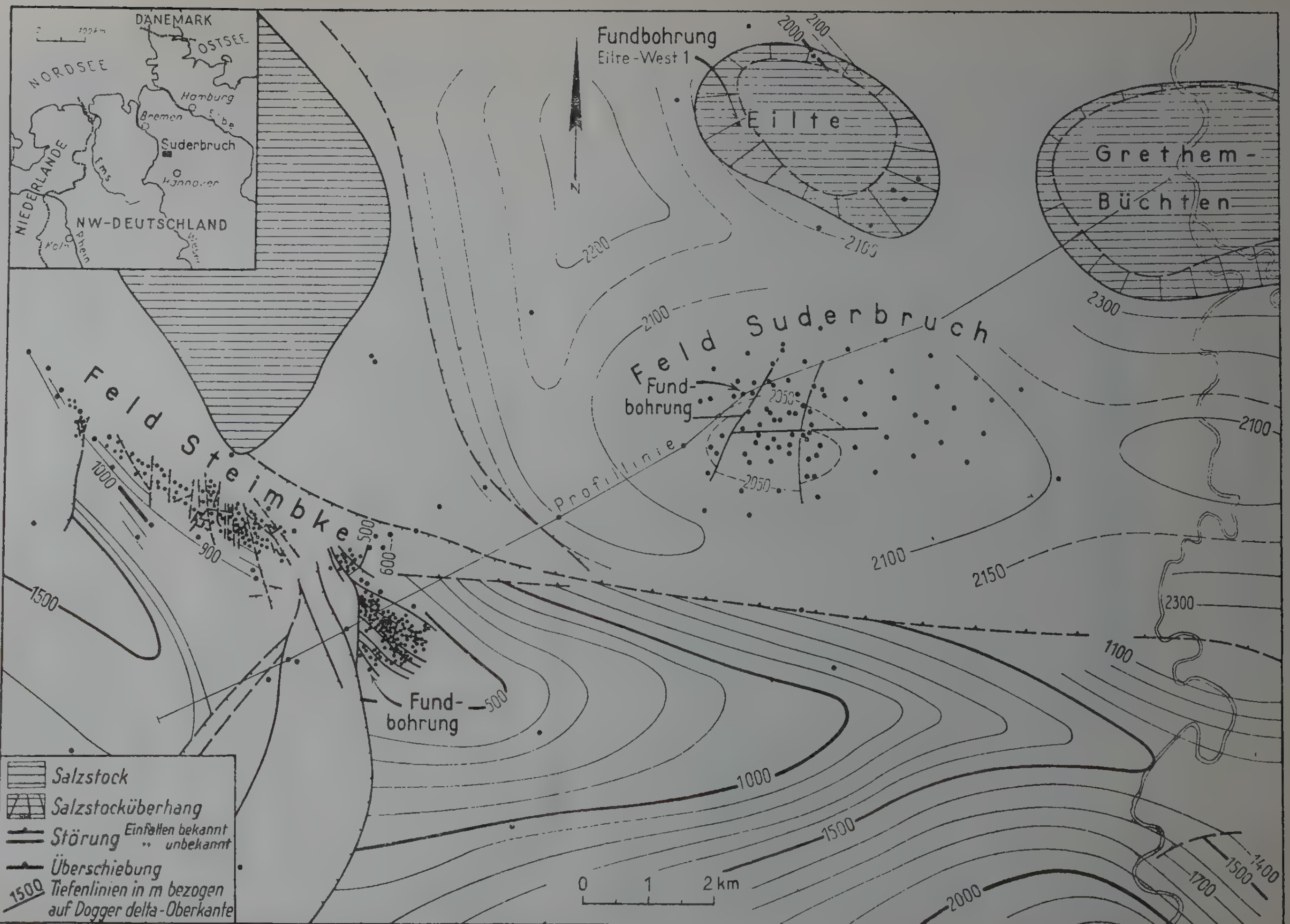


Abb. 28: Strukturkarte Steimbke - Suderbruch.

Ende 1950 wurde zusätzlich ein Sand im Valendis in etwa 1160 m Teufe und im Jahre 1951 der obere Jura in Produktion genommen. Diese 3 Haupthorizonte sind heute mit zusammen etwa 90 Bohrungen im wesentlichen abgebohrt. 1952 konnte anlässlich einer Tiefenexploration noch 1 Bohrung im Posidonienschiefer in Produktion genommen werden, doch führten weitere Versuche auf diesem Horizont zu keiner wirtschaftlichen Produktion ebenso wie Produktionsversuche auf Schichten bis zum Mittleren Keuper.

5.) *Exploitation*

Die Lagerstätte im Valendis (3 – 6 m mächtiger mergeliger Sandstein mit guter Porosität) zeichnet sich durch einen sehr starken Wassertrieb aus; nachteilig ist der grosse Unterschied in der Viskosität zwischen Öl und Randwasser.

Im Oberjura kommen in einer 200 m mächtigen Serie insgesamt 17 grössere und kleinere Speichergesteinslinsen vor (vorwiegend oolithische Kalksteine, zum Teil auch Sand) mit geringer Permeabilität, Porosität und unterschiedlicher Verbreitung. Die meisten dieser Linsen haben keinen Wassertrieb und zeigen entsprechend einen raschen Druckabfall.

Im Dogger delta (3 – 13 m mächtige Kalksandsteine) herrscht im nördlichen Teil ein verhältnismässig starker Randwassertrieb, während er von Süden her infolge geringerer Ausdehnung des Wasserkörpers schwächer ist. Die Produktion aus dem Posidonienschiefer hängt möglicherweise mit einem Störungssystem zusammen.

Gesamtproduktion (abgerundet) bis Ende 1955:

Valendis	231.300 t
Cornbrash	367.300 t
Malm	154.400 t
Lias	21.700 t
	774.700 t

6.) *Beziehung zur Nachbarschaft*

In Suderbruch ist ein grosser Teil der auch an den benachbarten Salzflanken fördernden Horizonte an der Produktion beteiligt. Jedoch

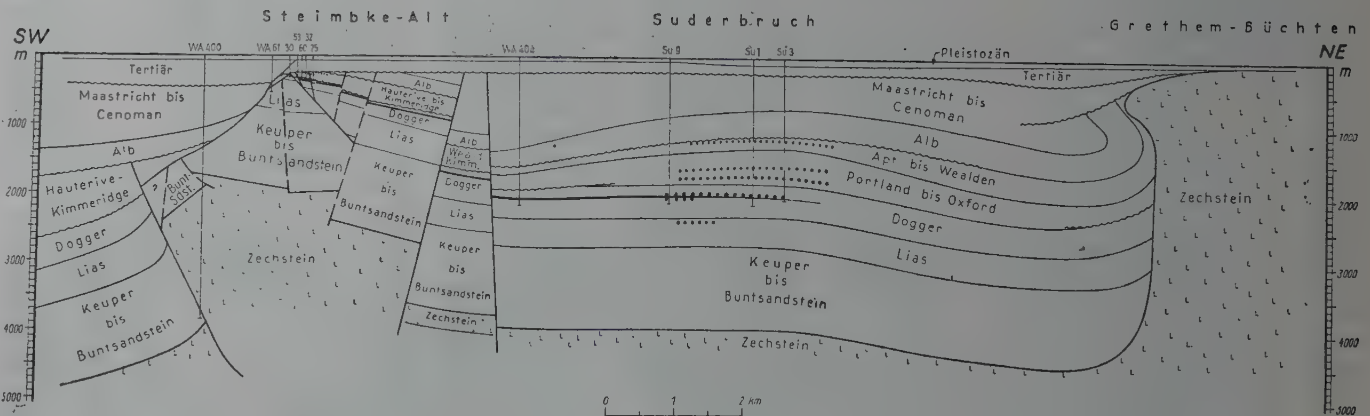


Abb. 29: Profil Steimbke - Suderbruch - Grethem-Büchten.

Tabelle 11

STRATIGRAPHISCHE TABELLE FÜR DAS ERDÖLFELD SUDERBRUCH

Formation				Mächtigkeit	Petrographie	Fazies und Transgressionen	Produktive Ölhorizonte
Quartär		Quartär		40—60 m	Kies		
Tertiär		Eozän, Paläozän		70—200 m	Sandiger Ton	Transgression	
Kreide	Oberkreide	Maastricht, Campan, Santon, Coniac		190—360 m	Mergel	marin	
		Turon		150—210 m	Kalkstein u. Mergel		
		Cenoman		80—110 m	Kalkstein, nach unten Tonmergel		
	Unterkreide	Alb		420—475 m	Tonmergel u. Tonstein	Emersion ?	
		Apt, Barrême, Hauterive, Valendis		35—150 m	Tonmergel u. Tonstein, im Valendis mit Sandstein	marin	6 m mergeliger Sandstein, Porosität 22 %, Perm. 1200 md
		Wealden		90—160 m	Tonstein mit Kalksand-stein-Einschaltungen	limnisch-brackisch	
Jura	Malm	Portland	Serpulit und Münder Mergel	170—250 m	Tonstein und Tonmergelst. mit Anhydrit		
			Gigas Schichten	20—25 m	Kalkstein		ca. 3 — ca. 14 m oolithische Kalksteine, selten auch dünne Sandsteine, Porosität 12-20%, Perm. 1—40 md
		Kimmeridge	Ob. Kimmeridge	30—55 m	Tonstein u. Sandstein		
			Mittl. Kimmeridge, Unt. Kimmeridge	70—125 m	Tonstein, Tonmergelstein, Kalkstein, wenig Anhydrit		
		Oxford	Korallenoolith	35—80 m	Tonstein, Kalkstein und rot- und brauneisenführender Kalkstein und Sandstein		
			Heersumer Schichten	12—30 m	Tonstein		
	Dogger	Callovien	Ornaten Schichten (= Dogger zeta)	30—50 m	Tonstein mit Mergelkalkstein-Einschaltung		
			Macrocephalen Schichten (Dogger epsilon)	155—200 m	Tonstein mit zahlreichen z.T. roteisenführenden Kalksandstein-Horizonten		
		Bathonien	aspidoides- b. parkinsoni-Sch. (Dogger epsilon)				
		Bajocien	Dogger delta	ca. 70 m	Kalksandstein am Top, darunter Tonstein und Tonmergelstein		3 — 10 m Kalksandstein, Porosität 13 %, Perm. 40—60 md
			Dogger gamma	ca. 73 m	Tonmergelstein und Tonstein	marin	
		Ob. Aalénien	Dogger beta, Dogger alpha	ca. 144 m	Tonstein, z.T. mit Schill		
	Lias	Ob. Toarcien	Lias zeta (= Unt. Aalénien)				
		Unt. Toarcien	Lias epsilon (= Posidonien-Sch.)	ca. 42 m	Bituminöser Tonmergelstein		ca. 40 m bituminöser Tonmergelstein, Porosität 4—7 %, Perm. 0—?10 md (Kluftporosität)
		Domérien	Lias delta	ca. 120 m	Tonstein, oben etwas sandig-dolomitisch		
		Pliensbachien	Lias gamma	ca. 72 m	Tonstein, an der Basis mit wenig Feinsandstein		
		Sinémurien	Lias beta (Lothringien), Lias alpha 3 (Unt. Sinémurien)	ca. 160 m			
		Hettangien	Lias alpha 2 u. 1	ca. 85 m			
Trias	Keuper = Ob. Trias	Rhät		ca. 140 m	Tonstein mit meist dichten Feinsandsteinlagen	teilw. marin	
		ob. Mittl. Keuper		ca. 170 m	Bunter Tonstein mit Anhydrit		
		Schilfsandsteinzone		ca. 30 m	Tonstein und Salzfeinsandstein	limnisch	
		unt. Mittl. Keuper			Bunter Tonstein		

sind alle Flankenfelder von weit geringerer Bedeutung als Suderbruch mit Ausnahme des in nur etwa 10 km Luftlinie entfernten Feldes von Steimbke. Hier wurden, angeschleppt am Salzrand, die gleichen Horizonte wie in Suderbruch, jedoch in Teufen von nur 200 – 600 m, max. bis ca. 1110 m ölführend angetroffen. Diese starke Höhendifferenz ist z.T. durch Tektonik, z.T. jedoch auch durch die mindestens seit dem Mittleren Jura bestehende Schwellensedimentation im heutigen Salzstockgebiet bedingt.

V. DAS NIEDERSÄCHSISCHE BECKEN ZWISCHEN WESER UND EMS

zusammengestellt von OTTO HEERMANN [13]

mit Tafel IV und Tabelle 12

Das westliche Niedersächsische Becken zwischen den Ölfeldern des engeren Raumes um Hannover und dem Emsland ist erst verhältnismässig spät, 1950, durch den Fund von Quakenbrück in die Reihe der produktiven Gebiete der norddeutschen Tiefebene getreten. Das Becken ist nach Süden begrenzt durch den Jura-Ausbiss im Norden des Osnabrücker Trias-Hochs. In seinem stratigraphischen Aufbau entspricht es dem Niedersächsischen Becken östlich der Weser mit der ölhöffigen Schichtenfolge des Jura-Wealden und Neokom. Es grenzt im Norden, wie auch östlich der Weser, gegen das Gebiet der nördlichen niederdeutschen Tiefebene, in welcher Weissjura und Dogger weitgehend unter Transgressionen, zuletzt der des Alb, abgetragen wurden und nur in einzelnen prae-unterkretazischen Mulden erhalten sind, ähnlich den Verhältnissen in Holstein (siehe Tafel I). Der tektonische Bau scheint hier im Norden im Vergleich zu dem des Niedersächsischen Beckens einfacher und grosszügiger, wenn auch durch Salzstock-Tektonik komplizierter zu sein.

Im tektonischen Bau jedoch ist das westliche Niedersächsische Becken gegenüber dem östlich der Weser durch das Fehlen durchspiessender Zechstein-Salzstrukturen grundsätzlich verschieden, welche erst im äussersten Westen (Liener – Börger) im Nordteil des Beckens auftreten. Dieses ist durch die verhältnismässig geringe primäre Mächtigkeit der Zechstein-Salzsfolge im nördlichen Vorland der rheinischen Masse bedingt. Der tektonische Anteil der Zechstein-Salzfolge ist hier über die Bildung von Salz-Beulenstrukturen nicht hinausgekommen.

Im Salzstockgebiet im Norden des Niedersächsischen Beckens, welches seit 1930 als erstes Gebiet ausserhalb des engeren Bereiches

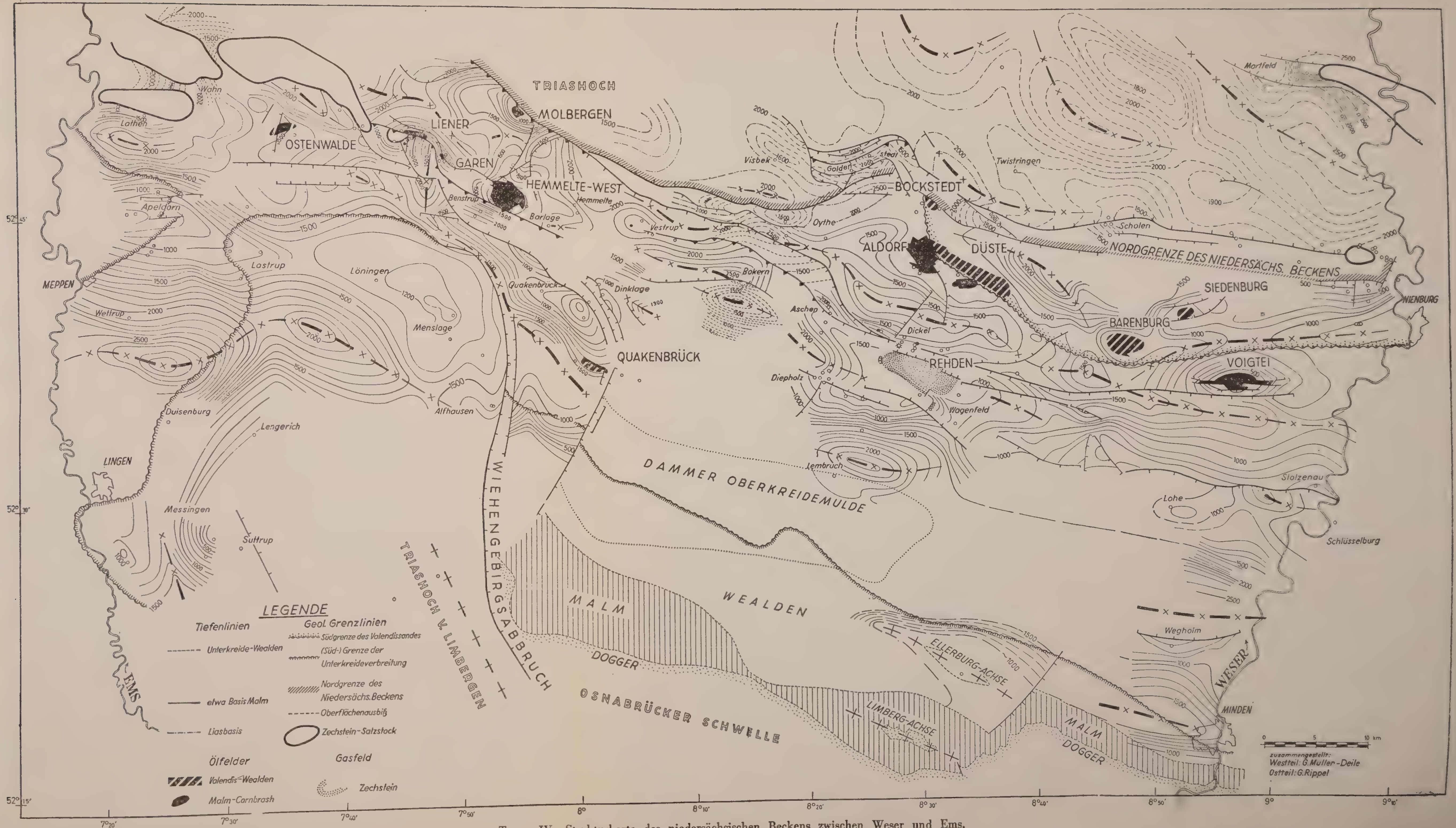
[13] Anschrift: Dr. O. Heermann, Chefgeologe, Mobil Oil AG. in Deutschland, Celle, Postfach 110.

bekannter Ölfelder in NW-Deutschland Gegenstand einer systematischen weiträumigen Untersuchung mit Geophysik (Drehwaage) und Aufschlussbohrungen war, ist bisher nur im äussersten Norden ein kleines Ölfeld auf dem Salzstock Etzel, 20 km südwestlich von Wilhelmshaven, gefunden worden. Die Produktion stammt aus brecciösen Caprock-Gesteinen und Dogger. Dieser transgrediert über den Salzstock und ist in Relikten über dem prae-kretazischen Salzaufbruch unter der Hauterive-Transgression erhalten geblieben.

Der Fund Etzel ist insofern von Bedeutung für die weitere Erdölexploration, als er die weit nach Norden reichende Verbreitung des Doggers und eine erheblich ältere Anlage der Salzstöcke im Norden der niederdeutschen Tiefebene nachwies. Mit der Existenz diapirer Salzstrukturen zur Zeit des Unterdogger und Andeutungen aus reflexions seismischen Ergebnissen, welche darauf hinweisen, dass manche Salzstrukturen in ihrer älteren Anlage als Salzbeulen schon zur Zeit des Lias als strukturelle Hochgebiete im Ablagerungsbecken wirksam waren, können die Flanken dieser primären Salzstrukturen, welche sich mit der heutigen Umgrenzung des durchspiessenden Salzstocks durchaus nicht zu decken brauchen, eine frühzeitige tektonische Voraussetzung für Erdölansammlung im Rhät-Lias-Dogger geboten haben, sofern günstige Speichergesteine vorhanden sind. Durch die tiefgreifende prae-kretazische bzw. prae-albische Abtragung an den Flanken der Salzstöcke scheinen diese Möglichkeiten für Dogger kaum mehr gegeben.

Jedoch haben die in den letzten Jahren in diesem Gebiet zwischen Weser und Ems durchgeführten reflexionsseismischen Untersuchungen und Bohrungen das Vorhandensein prae-kretazischer Becken mit Dogger mit Speichersanden nachgewiesen. welche gegenwärtig durch Bohrungen untersucht werden. Damit zeichnet sich auch für dieses Gebiet die Entwicklung von Erdölmöglichkeiten ähnlich denen der Holsteinischen Doggertröge ab.

Das Niedersächsische Becken im Süden, d.h. das Gebiet der Verbreitung der ölhöffigen Schichtfolge von Dogger, Weissjura, Wealden und Neokom ist erst nach dem Kriege durch Anwendung verbesserter reflexionsseismischer Geräte einer Klärung der strukturellen Verhältnisse und der Erschliessung durch Bohrungen zugänglich geworden. Ältere refraktionsseismische und reflexionsseismische Untersuchungen haben den trügerischen Eindruck einer verhältnismässig einfachen,



Tafel IV: Strukturkarte des niedersächsischen Beckens zwischen Weser und Ems.

weitspannigen Tektonik mit Antiklinalbau ergeben. Diese seismischen Untersuchungen sprachen jedoch vorwiegend auf die Schichtfolge oberhalb des Portland (Münder Mergel) oder auf die Anhydrit-Salzfolge im Münder Mergel an.

Bohrungen und einige reflexionsseismische Daten wiesen jedoch darauf hin, dass durch erhebliche Mächtigkeitsänderungen im Wealden und insbesondere im Portland die Struktur der ölhöffigen Schichtfolge des basalen Portland, des Weissjura und Cornbrash gegenüber der Struktur der Unterkreide keine Kongruenz aufweist und dass diese Mächtigkeitsänderungen nicht regional, wie früher angenommen wurde, sondern an tektonische Strukturen gebunden sind.

Mit der Anwendung verbesserter reflexionsseismischer Geräte und Methodik ist dieses Problem inzwischen gelöst worden. Mit ihrer Hilfe wurden die ersten Ölfunde im Cornbrash-Weissjura in Hemmelte-West (1951) und Aldorf (1952) gemacht. Auf Tafel IV ist der Versuch unternommen worden, die Strukturen des Niedersächsischen Beckens aus Reflexionsseismik und Bohrergebnissen in Tiefenlinien auf Basis Portland darzustellen. Die tektonischen Verhältnisse im Niedersächsischen Becken zwischen Ems und Weser komplizieren sich durch die tektonischen Bewegungen während der Ablagerung der Schichtfolge des Portland-Wealden bis in die tiefe Unterkreide und mit der Bildung tektonischer Hochgebiete, welche häufig durch synsedimentäre Störungen gegen Becken extremer Mächtigkeit dieser Schichtfolge begrenzt sind. Die spätere mit der Transgression des Alb abgeschlossene Anlage der Strukturen zeigt den vorherrschenden Typ südwärts gerichteter Abschiebung. Diese Strukturen werden durch einen jüngeren Akt nordwärts gerichteter Einengungstektonik, teilweise verbunden mit Überschiebungen beträchtlichen Ausmasses, überprägt (Hemmelte-West, Molbergen). Ölfunde in der Schichtfolge Oberdogger bis Unterportland wurden bisher nur auf Strukturen im Bereich der Portland-Schwellengebiete gemacht.

Die Nordbegrenzung des Niedersächsischen Beckens, die heute teilweise tektonisch bedingt ist, zeigt hier, wie auch östlich der Weser, eine ältere Anlage als Schwellenrand gegen ein im Norden gelegenes Hochgebiet. Dieses ist besonders klar erkennbar in zahlreichen Aufschlüssen der Felder Bockstedt und Aldorf. Hier geht die im Süden in Aldorf vollständige Schichtfolge des Niedersächsischen Beckens gegen Norden durch Ausdünnen und Abschneiden unter Transgressionen in

die unter der Alb-Transgression reduzierte Schichtfolge des Neokom und Wealden unter Ausfall von Malm und Dogger in das Schwellenprofil über, welches weiten Gebieten des dem Niedersächsischen Becken im Norden vorgelagerten prae-albischen Schwellenbereichs, auch als Pompeckj'sche Schwelle bezeichnet, entspricht.

Stratigraphisch ist die produktive Erdölführung an folgende Horizonte gebunden:

1. Cornbrash – Kimmeridge – Portland
2. Wealden
3. Valendis

Unter diesen drei Gruppen wurde der erste Ölfund im Wealden der Struktur Quakenbrück erzielt. Hier, wie in Hemmelte, Garen und Ostenwalde, konnten aber im Wealden infolge Fehlens geeigneter Speicher keine bedeutenderen Öllagerstätten erschlossen werden. Die Schichtfolge Cornbrash-Kimmeridge-Portland hat die ersten Ölfelder grösseren Ausmasses zwischen Weser und Ems erbracht (Hemmelte-West, Aldorf). Ölführende Strukturen sind Antiklinalen mit Bruchtektonik, Aufwölbungen an prae-albischen Abschiebungen, untergeordnet Verwerfungen und auskeilende Speichergesteine.

Valendis-Sandstein hat sich neuerdings im Osten des Beckens westlich der Weser als bedeutendes Erdölreservoir erwiesen. Nachdem die ersten Aufschlussarbeiten östlich der Ems Valendis nur in toniger Entwicklung antrafen, hat sich eine weitere Ausdehnung der östlich der Weser bekannten Valendis-Sande nachweisen lassen, in denen bisher die Felder Barenburg, Düste-Valendis - Wietingsmoor, Bockstedt und Siedenburg erschlossen wurden. Bedingungen für die Erdölspeicherung sind entweder tektonisch durch Antiklinalen (Barenburg) oder stratigraphisch im Bereich des Auskeilens der Sande an der Flanke eines tektonischen Hochgebietes (Düste-Valendis) gegeben.

Die bisher bekannte Umrandung des Verbreitungsgebietes der Valendis-Sande ist auf der Tafel IV dargestellt. Einzelne Vorkommen sehr mächtigen Valendis-Sandes in Bohrungen (Goldenstedt, Zwischenahn) sind in ihrer paläogeographischen Lage heute noch zu wenig bekannt, um Möglichkeiten einer weiteren Ausdehnung dieses wichtigen Speichergesteins nach Nordwesten übersehen zu können.

Neben den Erdölprospekten in der mesozoischen Schichtenfolge sind Gas- (oder Erdöl-)Möglichkeiten im Zechstein durch den Fund

von Rehden für das Gebiet zwischen Ems und Weser von besonderer Bedeutung. Die Entdeckung dieses Gasfeldes, welche durch eine im Rahmen der Jura-Exploration aufgefundene unerwartete Hochlage der Trias angeregt wurde, deutet aber die Schwierigkeiten an, welche die komplizierten tektonischen Verhältnisse des mesozoischen Oberbaus und die spärlichen Reflexionsergebnisse aus dem Zechstein-Untergrund einer systematischen Zechstein-Exploration entgegenstellen werden.

Bisher wurden im Niedersächsischen Becken zwischen Weser und Ems folgende Ölfelder gefunden:

TABELLE 12

Fundjahr	Namen	Prod. Horizonte	Förderung 1955 in to	Kumulative Förderung bis 31.12.1955 in to
1950	Quakenbrück	Wealden	2 511	36 825
1951	Hemmelte-West	Cornbr.-Unterportland	127 929	400 832
1952	Aldorf	Cornbr.-Portland	100 061	234 877
1953	Molbergen	Unterportland-Kimmeridge	13 602	30 826
1953	Voigtei	Cornbr.-Unterportland	51 932	94 452
1953	Liener	Cornbr.-Unterportland	6 909	12 636
1953	Barenburg	Valendis	68 553	91 610
1953	Ostenwalde	Cornbrash-Wealden	5 710	7 873
1954	Bockstedt	Valendis	16 345	23 320
1954	Düste-Wietingsmoor	Valendis	63 209	64 850
Folgende Ölfunde sind in ihrer Abgrenzung heute noch nicht zu übersehen:				
1955	Vestrup	Kimmeridge	903	903
1955	Siedenburg	Valendis	126	126

Kleinere Ölfunde bei Garen und Dickel konnten nicht zu wirtschaftlichen Ölfeldern entwickelt werden.

Als ein bedeutendes Gasreservoir wurde das aus Zechstein-Hauptdolomit fördernde Gasfeld Rehden entwickelt, welches 1952 entdeckt nach seiner Entwicklung erst 1955 mit einer monatlichen Förderung von 15 Mill. Nm^3 in Produktion genommen wurde.

ÖLFELD DÜSTE

(Teilfelder: Aldorf, Düste-Jura, Düste-Valendis, Wietingsmoor)

zusammengestellt von ERICH BRAND [14]

mit Abbildung 30 und 31 und Tabelle 13

1.) *Entdeckungsgeschichte*

In einem durch Refraktionsmessungen aufgefundenen Langzeitengebiet konnte 1942 reflexionsseismisch die flachgewölbte Struktur Düste nachgewiesen werden. Da diese Struktur nach den damals erkennbaren Reflexionshorizonten als symmetrisch gebaut gelten musste, wurde sie durch ein Schürfprogramm umgrenzt. Die anschliessenden Aufschlussbohrungen auf Valendis und Wealden trafen keine brauchbaren Speicher an; zwei Vertiefungen auf Malm und Dogger blieben ohne Ölspuren. Erst die 1949/50 mit einer verbesserten seismischen Apparatur durchgeführte Neuvermessung ergab teilweise einen asymmetrischen Bau der Struktur. Insbesondere zeigte der Dogger eine – in den höheren Schichten nicht erkennbare – Kulmination im Raum Aldorf. Die daraufhin angesetzte Bohrung Aldorf 1 wurde im Dogger epsilon sowie im Portland eruptiv fündig und erschloss damit das *Teilfeld Aldorf*.

Ermutigt durch den Nachweis von Valendissand in der weiteren Umgebung wurde 1954 an der NE-Flanke der Struktur Düste abermals eine Aufschlussbohrung, Düste 8, auf Valendis abgeteuft. Sie führte mit dem Fund eines verölten Sandsteines zur Entdeckung des *Teilfeldes Düste-Valendis*. Im Jahre 1955 wurden dann auch im Kern der Struktur Düste die Speicher des Malm und Dogger verölt nachgewiesen (= *Teilfeld Düste-Jura)*.

Insgesamt konnten damit an der Struktur Düste 7 Erdölspeicher als produktiv nachgewiesen werden.

2.) *Schichtenfolge* (siehe Tabelle 2)

14 Anschrift: Dr. E. Brand, Geologe, Wintershall AG., Celle, Spörckenstr. 63—65.

3.) *Struktureller Überblick*

Im strukturellen Werdegang tritt als ältestes Element die flachherzyn streichende Bockstedt-Drentweder Schwelle in Erscheinung, auf der das Ölfeld Bockstedt liegt (Abb. 31). Der Raum der späteren Struktur Düste liegt im Malm und Wealden an der Südflanke dieser

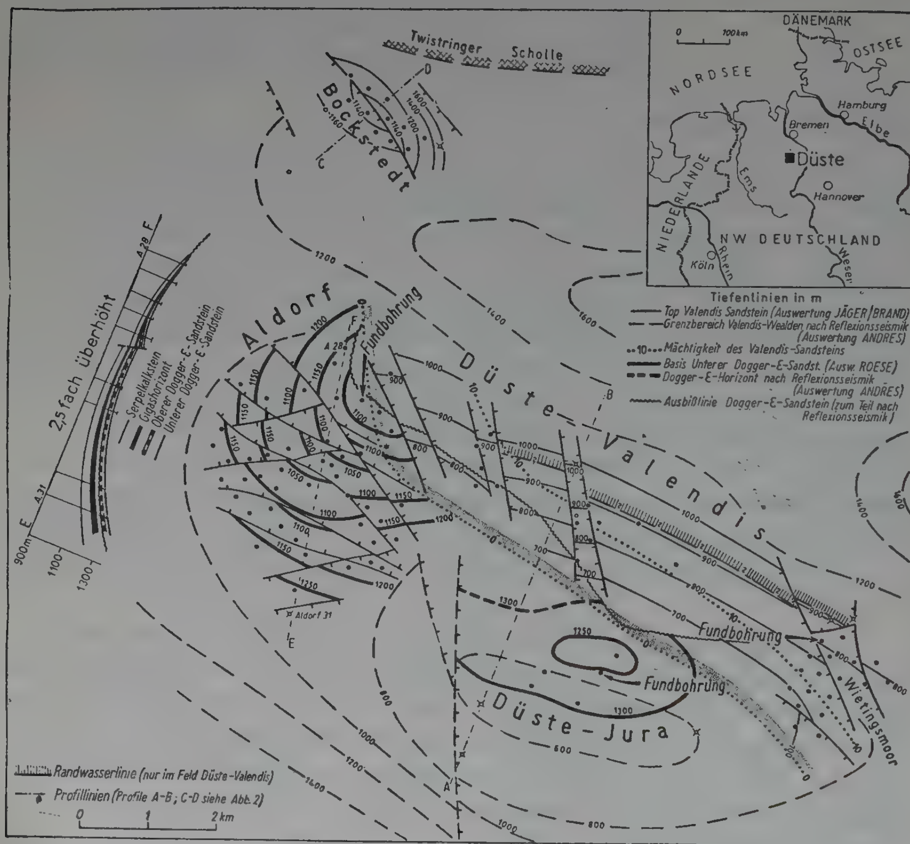


Abb. 30: Die Ölfelder an der Struktur Düste sowie das Feld Bockstedt.

Schwelle. Dadurch werden die Speicher des Dogger in Richtung auf diese Schwelle schrittweise gekappt, während Kimmeridge und Portland von S nach N sukzessive übergreifen, demnach in Litoralfazies und damit als günstige Speichergesteine ausgebildet sind. Im Raum Aldorf

Tabelle 13

Formation		Mächtigkeit	Petrographie	Fazies und Transgressionen	Produktive Ölhorizonte
Quartär		ca. 30—60	Sand, Kies und Geschiebemergel	glazial und fluvioglazial	
Tertiär	? Oligozän Eozän Paläozän	ca 50—200	Ton + Tonmergel Sandig-glaukonitischer Ton Ton	marin (Paläozän transgredierend)	
			— — Transgression — —		
Obere Kreide	Campan	0—150	Kreidemergelstein	marin (transgredierend)	
	z. Zt. Santon + Coniac	0—130	Mergelstein	marin	
	+ Turon	110—140	Kalkstein + Mergelstein, weissgrau	marin	
	+ Cenoman	100—130	oben: Kalkstein, weissgrau unten: Mergelstein, weissgrau	marin	
Untere Kreide	Alb Ober- + Mittel- + Unter-	140—240	Tonmergelstein und Mergelstein, hellgrau, z.T. grünlichgrau und rotbraun	marin (transgredierend)	
	Barrême	10—90	Tonmergelstein, dunkelgrau	marin	
	Hauterive	80—130	Tonmergelstein, dunkelgrau	marin	
	Valendis	40—150	Tonmergelstein, dunkelgrau	marin	*Valendis-Sandstein:* Fein-/Mittelsandstein, 0 — 15 m Por.: 30-40 Vol. % Perm.: 10-4000 md
	Wealden	180—400	Tonstein, grünlichgrau, mit Cyrenen- und Blätterschieferlagen	brackisch-limnisch	
Oberer Jura	Serpulit	80—120	Tonstein, schwarzgrau, zuoberst anhydritisch	brackisch-marin	
	Münder Mergel	5—50	Tonstein, dunkelgrau, z.T. grünlichgrau, untergeordnet Anhydrit, Dolomit + Serpelkalklagen	limnisch marin	*Serpelkalkstein:* Organogener Kalkstein 2 — 3 m Por.: 10-15 Vol. % Perm.: 0,5-50 md
	Gigas-Schichten + Kimmeridge	0—110	Anhydrite und dolomitische Feinsandsteine. Untergeordnet: Dolomitischer Tonstein und Kalkmergelstein	marin - brackisch (transgredierend, wobei nach N ein jeweils jüngerer Horizont übergreift)	*"G"-Horizont:* Dolomitischer Feinsandstein bis feinsandiger Dolomit 0 — 20 m Por.: 15-20 Vol. % Perm.: 20-100 md *"K"-Horizont:* Feinsandstein und dolomitischer Feinsandstein 0 — 7 m Por.: ca. 10 Vol. % Perm.: <10 md
			— — Transgression — —		
Mittlerer Jura	wurttembergica- + parkinsoni-Schichten	0—80	Tonstein/Tonmergelstein, mit Sandsteinbänken	marin	*"Oberer Dogger-epsilon-Horizont":* Kalksandstein + Feinsandstein 0 — 25 m Por.: 20 Vol. % Perm.: 10 md
					"Unterer Dogger-epsilon-Horizont" Feinsandstein, z.T. Kalkfeinsandstein 0 — 4 m Por.: 10-15 Vol. % Perm.: 0,1-10 md
	Garantianen- + Subfurcaten-Schichten	40	Tonstein/Tonmergelstein, darin Sandsteinbänke	marin	*Garantianen-Sandstein:* Mittel-Sandstein 7 m Por.: 10-20 Vol. % Perm.: 0,1-2 md

setzt eine etwa rheinisch gerichtete Querachse durch, die schon frühzeitig eine strukturelle Bevorzugung dieses Gebietes schafft. Im Neokom tieft sich nördlich der späteren Struktur Düste ein kräftiger Sedimenttrog ein, in den im Valendis von Norden her Sande geschüttet werden. Diese Sande gehen nach S und W allmählich in toniges Sediment über, womit die Voraussetzung für die Bildung einer petrographischen Ölfalle geschaffen wird. Die eigentliche Aufwölbung der Struktur Düste findet erst während der subherzynen bzw. laramischen Orogenese statt, und zwar derart, dass die Ausbisse der Dogger- und Malm-Speicher an der abtauchenden Nordflanke der neugebildeten Struktur Düste zu liegen kommen. In Abb. 30 ist die Ausbisslinie des Dogger-epsilon-Sandsteins eingetragen, der Ausbiss der Malm-Speicher befindet sich wenig nördlicher. Infolge der nach Norden abnehmenden Malm- und Wealden-Mächtigkeit, kommt fernerhin die Dogger-Achse nördlich der Valendis-Achse zu liegen. (Abb. 30, 31) Während der Orogenese wurde der Raum weitgehend, z.T. engmaschig, durch steil-herzyn streichende antithetische Abschiebungen zerbrochen. Insbesondere dürfte hierbei eine tektonische Abtrennung der Felder Aldorf und Düste-Jura eingetreten sein.

Eine Ölmigration in die Malm- und Dogger-Speicher der damaligen Diskordanzlagerstätte an der Südflanke der Schwelle Bockstedt-Drentwede könnte schon in der Unterkreide stattgefunden haben. Möglicherweise ist nach Aufwölbung der Struktur Düste stellenweise eine geringe Rückwanderung in südlicher Richtung eingetreten. Die Öleinwanderung in den Valendissand dürfte in jedem Falle nicht vor der höheren Oberkreide erfolgt sein.

4.) *Lagerstättenverhältnisse*

Die Lagerstättenverhältnisse des *Teilfeldes Aldorf* werden dadurch bestimmt, dass im Nordteil des Feldes die Malm- und Dogger-Speicher ausbeissen (Abb. 30, 31) und dadurch einen lagerstättenmässigen Zusammenhang besitzen.

In energetischer Hinsicht steht Aldorf von Südwesten her unter Randwassertrieb. Dementsprechend sind dort die Druckverhältnisse relativ konstant, während die Schliessdrücke nach Nordosten – also in Richtung auf das Auskeilen der Speicher – stark abfallen. Demzufolge liegt der Produktivitätsindex im Südwesten bei 400 – 600 t/atü-

Abb. 31: Nord - Süd - Profil Bockstedt - Düste - Rehden.

Druckabfall, im Nordosten bei 100 – 200 t/atü-Druckabfall. Die Gas-Öl-Verhältnisse sind normal.

Zur Druckerhaltung wurde im Top der Lagerstätte eine Gasinjektion durchgeführt, in deren Verlauf bis zum 31.10.55 insgesamt 1 760 000 cbm Erdgas eingepresst wurden.

Im *Teilfeld Düste-Jura* lassen sich die Lagerstättenverhältnisse noch nicht abschätzen, da bislang erst Erfahrungen über eine Bohrung vorliegen. Die Gas-Öl-Verhältnisse sind normal.

Das *Teilfeld Düste-Valendis* ist ca 7 km lang und ca 1,5 – 0,8 km breit, setzt sich jedoch nach Osten in der Konzession Scholen als Teilfeld Wietingsmoor noch ca 1 km weiter fort.

Der Speicher besitzt am Öl-Wasser-Kontakt eine durchschnittliche Mächtigkeit von 15 m und geht im strukturellen Anstieg – also nach SW – in völlig toniges Sediment über. Im allgemeinen handelt es sich um einen mittel- bis feinkörnigen lockeren Sandstein mit durchschnittlicher Porosität von 30 – 40 % und einer Permeabilität von 10 – 4000 md, also um einen recht günstigen Speicher. Nach Westen hin wird der Sandstein allgemein feinkörniger und toniger.

Die gesamte Lagerstätte steht unter Randwassertrieb, der auf breiter Front wirksam wird. Trotzdem ist z.B. in der Bohrung Düste 8 nach einer Gesamtförderung von 6 300 t der Schliessdruck von anfangs 85 atü auf 72 atü abgefallen. Die Gas-Öl-Verhältnisse sind normal. Bei vorsichtiger Förderung dürfte ein günstiger Ausbeutefaktor erreicht werden.

Sekundärmassnahmen: Mit Rücksicht auf die besonders günstigen Verhältnisse für ein Flutprojekt ist mit der baldigen Vorbereitung für Wasserinjektionsbohrungen zu rechnen.

Das Feld Düste hat bis zum 31.12.1955 insgesamt 299 739 t Öl gefördert.

ERDÖLFELD HEMMELTE–WEST

zusammengestellt von OTTO HEERMANN [15]

mit Abbildung 32—34 und Tabelle 14

Das Oelfeld Hemmelte-West, mit der Bohrung Hemmelte-West 1 im November 1951 entdeckt, ist die erste bedeutendere produktive Struktur, die in dem 150 km breiten Raum zwischen den Oelfeldern östlich der Weser und den Emsland-Feldern gefunden wurde. Das mit dem Fund von Hemmelte-West eröffnete prospektive Gebiet liegt zwischen dem Jura-Ausbiss des Wiehen-Wesergebirges im Süden und der westlichen Fortsetzung des Hannoverschen Salzstockbeckens in Mittel-Oldenburg und Ostfriesland.

Die Struktur Hemmelte-West wurde durch Reflexionsseismik 1950/51 aufgefunden im Anschluss an die Ergebnisse älterer Aufschlussbohrungen in der weiteren Umgebung. Diese und das bereits vorher (1949) 20 km südsüdöstlich von Hemmelte-West aufgefundene kleine Oelfeld von Quakenbrück, dessen Produktion aus lokalen Porositäten dünner Kalksteinbänke im tonigen Wealden stammt, hatten folgende Hinweise ergeben:

1.) Fehlen der sandigen Speicher der Unterkreide des Emslandes und nur lokale Porositäten im Wealden.
2.) Vorhandensein von Speichern in tiefem Portland, Kimmeridge und Cornbrash.
3.) Diskonformität der Strukturen im Bereich Unterkreide-Wealden und im Bereich Basis Portland-Kimmeridge durch starke Mächtigkeitsschwankungen der Schichtfolgen Wealden-Portland bedingt.

Strukturen der prospektiven Folge des tieferen Weissjura und Oberdogger konnten erst erkannt werden durch Anwendung instrumentell verbesserter Reflexionsseismik, deren erstes Ergebnis der Fund von Hemmelte-West war.

Die produktive Struktur Hemmelte-West (Abb. 32) ist eine herzynisch streichende flache Antiklinale mit Bruchtektonik, welche an ihrem Südwestrand von einer nordostwärts gerichteten Überschiebung

---

15 Anschrift: Dr. O. Heermann, Chefgeologe, Mobil Oil AG., in Deutschland, Celle, Postfach 110.

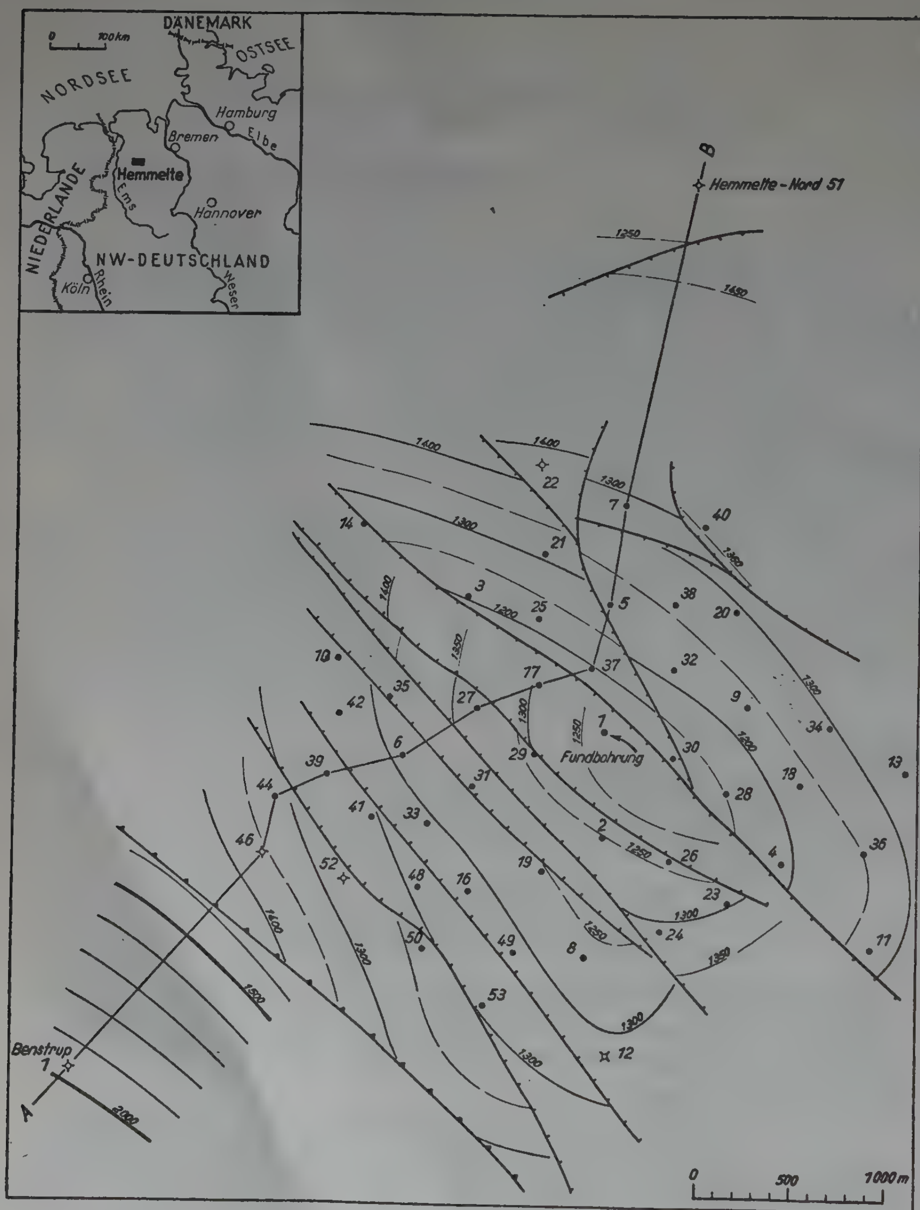


Abb. 32: Strukturkarte des Feldes Hemmelte-West. Bezugshorizont: Basis Kimmeridge.

abgeschnitten wird (Abb. 33). Die Anlage der Antiklinalstruktur ist prae-albisch mit einem Abbruch von erheblicher Sprunghöhe im Südwesten, dessen Bewegung in der Zeit von Münder Mergel bis Hauterive eine erhebliche Mächtigkeitszunahme dieser Schichtfolge auf der Südscholle gegenüber der Hemmelte-West-Scholle bedingte. Der prae-albische Südabbruch ist post-Santon bis prae-Maastricht als nordgerichtete Überschiebung aufgelebt. Produktiv ist in Hemmelte-West bisher nur die nördliche Hochscholle der prae-albischen Südstörung (Liegendscholle der Überschiebung).

Das Hemmelter Störungs-Überschiebungssystem lässt sich nach Nordwesten über eine Erstreckung von ca. 20 km verfolgen. 10 km nordwestlich von Hemmelte-West ist an einer strukturellen Queraufwölbung der nördlichen prae-albischen Hochscholle unterhalb der Hemmelte-Liener Überschiebung das Feld Liener aus der gleichen Schichtfolge wie Hemmelte-West produktiv geworden, während die zwischen Liener und Hemmelte-West an der gleichen Störungszone gelegene Struktur Garen keine wirtschaftliche Förderung ergab. Im Gegensatz zu Hemmelte-West und Liener, in denen die produktive Struktur bereits prae-albisch angelegt war, stellen Garen und Hemmelte-Nord, letztere mit verwässerten Trägern, jüngere post-albische Strukturen mit prae-albischer Position an der tiefen Flanke struktureller Hochs dar. Ein Zusammenhang zwischen Alter der Anlage der Struktur und Oelakkumulation scheint für die Weissjura-Oberdogger-Lagerstätten wahrscheinlich.

Speichergesteine sind geringmächtige oolithische Kalke und Schalendetrituskalke in Gigasschichten und oberstem Kimmeridge sowie Sandsteine und Kalksandsteine im Kimmeridge-Cornbrash (Abb. 34 u. Tabelle 14). Porosität (im Mittel 17%) und Durchlässigkeit der Speicher zeigen eine Tendenz zur Abnahme in nordwestlicher Richtung. Insgesamt sind 9 verschiedene Ölträger mit einer mittleren Gesamtmächtigkeit von 17 m in Ausbeute begriffen.

Prae-albische Bruchtektonik bedingt eine Aufteilung der produktiven Struktur in getrennte Lagerstätten-Einheiten mit unterschiedlicher Lage der Randwasserlinie und separatem Drucksystem (Abb. 33). Hauptsprung ist eine etwa über die Achse der Struktur nordweststreichende Abschiebung mit Südverwurf. Die Scheitelhöhe der Imprägnation beträgt, bezogen auf Basis Kimmeridge, im Nordostfeld ca. 170 m, im Südwestfeld ca. 135 m.

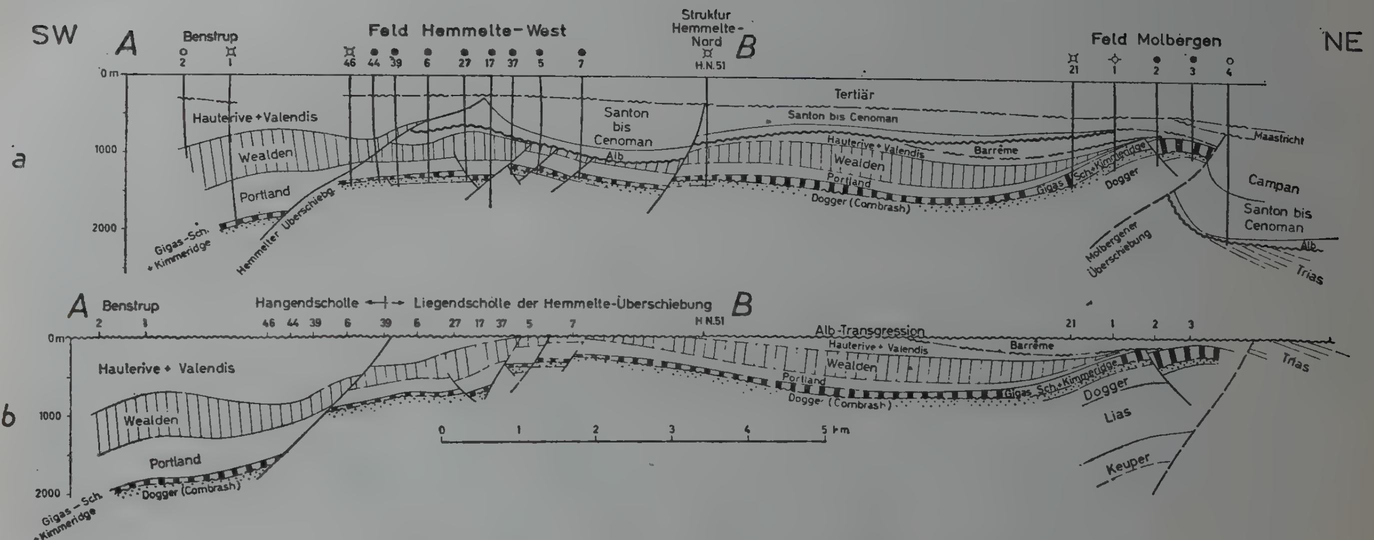


Abb. 33 a: Querprofil über die Strukturen Hemmelte-West-Molbergen.

Abb. 33 b: Gleicher Profilschnitt, prae-Alb-Struktur.

Tabelle 14

DIE SCHICHTENFOLGE IM ÖLFELD HEMMELTE-WEST

Formation		Mächtigkeit	Petrographie	Fazies	Nutzporenraum und Durchlässigkeit der Speicher
Quartär	Quartär	40—60 m	Sand und Kies		
Tertiär	Miozän	160—260 m	Sandiger Ton und Tonmerger	— — — Transgression — — —	— — — — — — —
	Untereozän bis Paläozän				
— — —	— — — — — —	— — — —	— — — — — — — —	— Transgression — — —	— — — — — — —
Obere Kreide	Santon bis Coniac	0—350 m	Mergel und Mergelstein	marin	
	Turon	0—150 m	Kalk- und Mergelstein		
	Cenoman	0—110 m	Kalkstein mit Tonmergel- und Mergelsteinlagen		
Untere Kreide	Alb	0—250 m	Tonmergelstein und Tonstein		
	— — — — — —	— — — —	— — — — — — — —	— Transgression — — —	— — — — — — —
	Tiefere Unterkreide	0—600 m	Tonmergelstein und Tonstein	marin	
	Wealden	80—350 m	Tonstein, Cyrenenschill-lagen im tieferen Teil	limnisch-brackisch	kleine Schillagen, Porosität 20 % Porosität 1-7 md.
Malm	Portland	100—250 m	Tonstein und Tonmergelstein mit Anhydrit, oolith. Schalenkalkstein und Dolomit	limnisch-brackisch	Porosität an der Basis 10-15% in oolith. Schalenkalksteinen, Permeabilität 1-10 md. (z.T. Klüfte)
	Kimmeridge	10—55 m	Tonstein und Tonmergelstein, oben mit oolith, dolomit., z.T. feinsandigen Schalenkalkstein, unten mit Kalksandsteinlagen, an der Basis Feinsandstein	marin, oben teilweise limnisch	Porosität 10-20 %, Permeabilität — 500 md.
— — —	— — — — — —	— — — —	— — — — — — — —	— Transgression — — —	— — — — — — —
Dogger	Dogger epsilon (höheres Bathonian)	70—80 m	Tonstein mit zahlreichen Kalksandsteinhorizonten (z.T. mit Eisenooiden)	marin	Porosität 10-25 %
	Dogger delta bis alpha (Unter-Bathonian bis Aalénian)	210 m	Tonmergelstein und Tonstein, mit Sandflasern im Dogger delta		
Lias	Lias zeta (Oberes Toarcian)	45 m	oben Tonstein, unten bit. Tonmergelstein		
	Lias epsilon (Unteres Toarcian)	ca. 90 m	Bitum. Tonmergelstein		
	Lias delta bis alpha (Charmoutian bis Hettangian)	ca. 1100 m	Tonstein und Tonmergelstein		
Oberkeuper	Rhät	>118 m	Tonstein mit meist dichten Feinsandsteinlagen	teilweise marin	

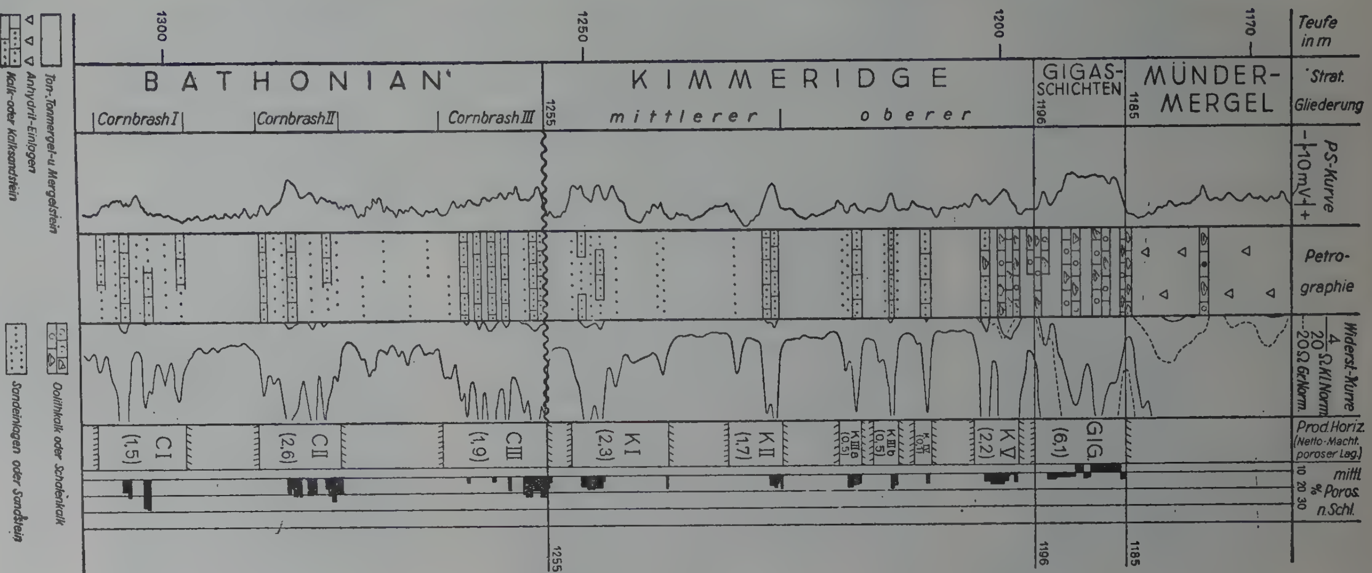


Abb. 34: Normalprofil des tieferen Portland, Kimmeridge und Bathonian (Cornbrash).

Die Gesamtförderung des Feldes bis 31.12.1955 betrug 400 382 to, Monatsförderung im Dezember 1955, 10 188 to Oel mit spez. Gew. 0,865. Der ursprüngliche Lagerstättendruck von 140 at bei – 1150 m ist bei Förderung von 361 000 to auf 120 at abgefallen.

Im Felde wurden insgesamt 50 Bohrungen niedergebracht, hiervon 46 fündig, 2 verwässert und 2 trocken. Von fördernden Bohrungen sind inzwischen 10 Bohrungen vom Randwasseranstieg betroffen worden.

Derzeitige Erweiterungsbohrungen erstrecken sich auf den Südwestrand des Feldes.

VI. DAS NIEDERSÄCHSISCHE BECKEN WESTLICH DER EMS

zusammengestellt von HEINZ BOIGK[16]

mit Tafel V, Abbildung 35 und Tabelle 15

Einleitung

Das niedersächsische Becken westlich der Ems umfasst als westlichstes deutsches Erdöl-Revier den Raum zwischen der Ems und der deutschholländischen Grenze. Ausgangspunkt für die Erschliessung seiner Lagerstätten war die Untersuchung einer sattelförmigen Aufwölbung, die bei Bentheim zutage tritt und in deren Zechsteinkern 1938 eine bedeutende Gaslagerstätte gefunden werden konnte. Durch Seismik liessen sich später auch nördlich von Bentheim in einem Gebiet, das an der Oberfläche von Quartär und Tertiär aufgebaut wird, eine Reihe von Strukturen nachweisen, die in den Jahren 1942-1949 zu der Entdeckung von 6 Ölfeldern führten. Die Exploration gashöffiger Horizonte des Zechsteins war dagegen erst zwischen 1951 und 1956 mit der Feststellung 3 weiterer Erdgasvorkommen erfolgreich. 1955 wurde ausserdem noch ein Ölfeld gefunden, das sich zur Zeit noch im ersten Aufschluss-Stadium befindet.

Tektonik und Paläogeographie

Den tektonischen Bau des Gebietes beherrschen eine Reihe etwa E-W verlaufender Antiklinalen, die von Störungen gleicher Richtung und von einem vielfach quer dazu verlaufenden Bruchsystem durchsetzt werden (Tafel V und Abb. 35). Der gesamte Faltenbau, der nur im Bentheimer Sattel und in der südvergenten Struktur Ochtrup zutage tritt, taucht in nördlicher Richtung ein und wird von zunehmend mächtiger werdenden Deckschichten überlagert. Das Gesamtbild der Bruch- und Faltentektonik fügt sich in den Raum zwischen der Rheinischen Masse im Süden und der Pompeckj'schen Scholle im Norden ein.

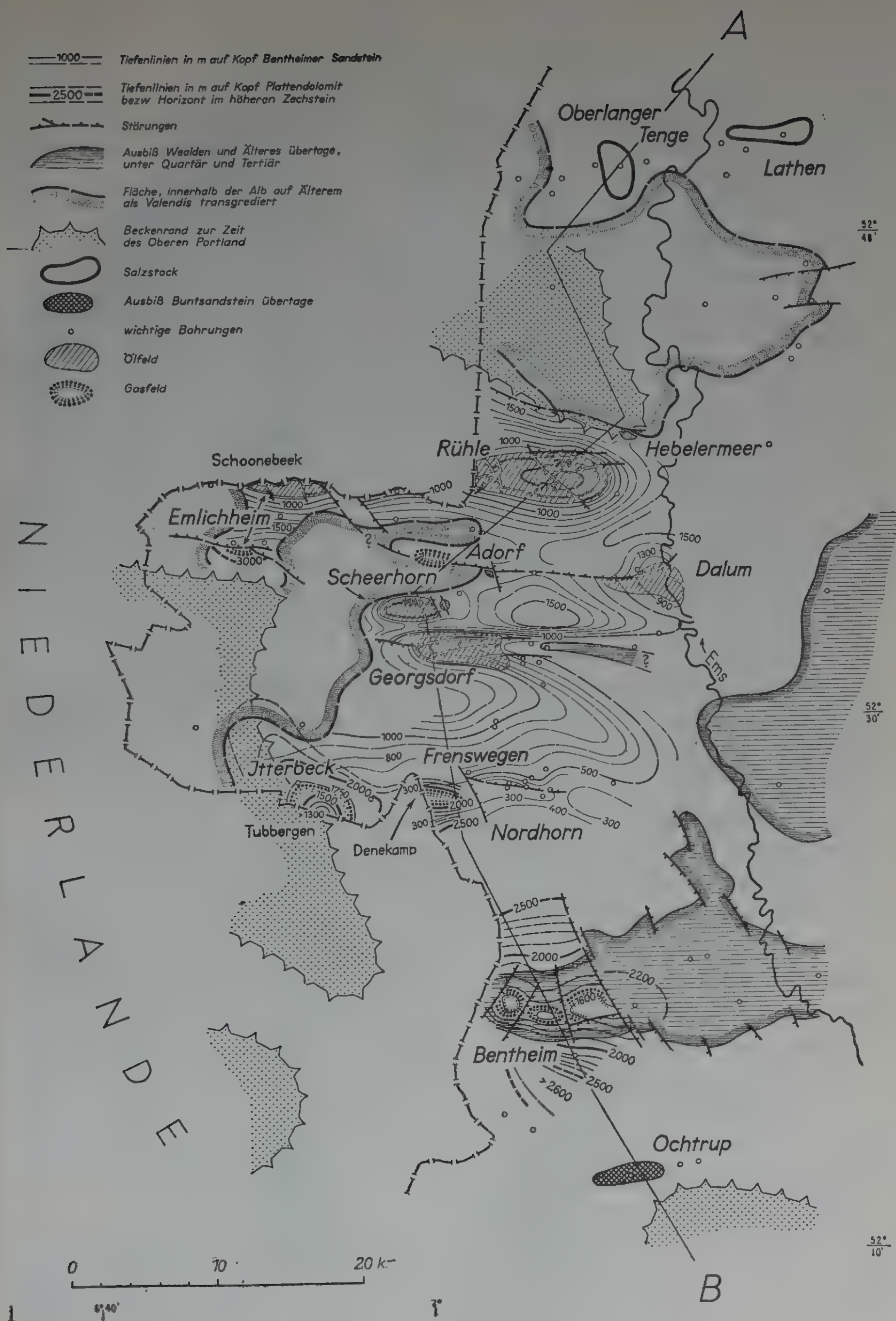
16 Anschrift: Dr. H. Boigk, Geologe, Amt für Bodenforschung (Arbeitsstelle), Nordhorn (Kreis Grafschaft Bentheim).

Am Aufbau der Antiklinalen nehmen hauptsächlich Unterkreide und Weissjura teil. In den südlicheren Strukturen sind an den Sattelkernen auch noch Lias, Trias und Zechstein beteiligt. Demgegenüber fehlt im mittleren Teil des Emslandes ein klarer Sattelbau der tieferen Schichten. Sie bilden hier anscheinend einzelne grössere, nach Norden oder Nordosten zu ansteigende Schollen, die ihre eigenen, vom Oberbau mehr oder weniger unabhängige Hochlagen aufweisen.

Ausser saalischen und altkimmerischen Bewegungen, die aus der Transgression des Zechsteins über Oberrotliegend und Oberkarbon, bzw. aus der übergreifenden Lagerung von Rhät auf Muschelkalk zu erschiessen sind, ist die jungkimmerische Gebirgsbildung nachgewiesen. Sie führte zur Heraushebung einer schwach nach Osten geneigten Dogger- und Liasplatte, über die das Portland, immer ältere Stufen nach Westen abschneidend, transgrediert. Da sich auch die Rheinische Masse und die Pompeckj'sche Schwelle herauszuheben beginnen, wird der Sedimentationsraum gleichzeitig im Norden und Süden begrenzt und zu einem Teil des niedersächsischen Beckens, in das vom westlichen Hochgebiet her einzelne halbinselartige Sporne oder submarine Schwellen hineinragen (siehe Küstenverlauf z. Zt. des Serpulit in Tafel V). In ihren Bereichen kommen im Emsland während des Weissjura und Wealden geringmächtige und beckenrandnahe Sedimente zur Ablagerung, die z.T. günstige Speichergesteine aufweisen und in einigen Feldern (Adorf, Dalum) in Produktion stehen. An diesen westlichen Beckenrand hält sich auch eine grobklastische Schüttung, der Bentheimer Sandstein des Valendis. Er befindet sich in der Mehrzahl der emsländischen Felder als Ölspeicher in Förderung. Schwellen und Landvorsprünge werden bis in die jüngere Unterkreide epirogen ausgebaut und schliesslich zu Hochgebieten, über die randlich das Apt, in der Hauptsache wohl aber das Alb transgrediert. Eine schwache Diskordanz zwischen Alb und älteren Schichten ist auch erdölgeologisch von Bedeutung. Zur Bildung der eingentlichen Weissjura-Unterkreide-Antiklinalen, an die sich der Hauptteil der Felder hält, kommt es dagegen erst durch die subherzyn-laramische Phase.

Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Im Emsland sind zwei Öllagerstättentypen zu unterscheiden: Antiklinalstrukturen und stratigraphische Fallen. Zu den Antiklinallagerstätten rechnen Georgsdorf, Rühlermoor-Rühlertwist, Emlichheim, im



TAFEL V: Strukturkarte des niedersächsischen Beckens westlich der Ems.

weiteren Sinne auch Adorf und Dalum. In den erstgenannten Feldern ist der Bentheimer Sandstein als Erdölträger erschlossen; in Adorf stehen – allerdings mit nur einer Bohrung – Lumachellen des Wealden, in Dalum neben sandflaserig entwickelten Horizonten des Valendis die gleichen Speicher wie in Adorf, ausserdem klüftige Kalke, Kalkmergel oder Schalengruslagen des Portland in Produktion.

Das Ölfeld Georgsdorf beschränkt sich auf den nach Westen abtauchenden Teil eines etwa 18 km langen sattelförmig gebauten Strukturzuges. Die Achsenneigung bedingt zwar im östlichen Strukturteil den Ausstrich des Ölträgers an der Tertiärbasis, doch ist eine genügende Abdichtung der Lagerstätte durch eine sich allmählich einstellende Vertonung des Sandsteins und durch die Bildung einer ausserhalb des Feldes gelegenen topnahen Oxydationszone asphaltischen Öls gegeben. An die allseitig geschlossene Antiklinale Rühle halten sich die Teilfelder Rühlertwist und Rhülermoor. Das Ölfeld Emlichheim liegt an der Südflanke einer Aufwölbung, die zum grössten Teil zu Holland gehört (Struktur Emlichheim-Schoonebeek). Auch hier ist der Valendis-Sand der Ölträger. Das Feld ist im Osten durch einen in herzynischer Richtung verlaufenden Graben begrenzt, der vom Scheitel der Struktur gegen Adorf zieht und sich anscheinend dort mit einem grösseren nahezu E-W streichenden Störungssystem (Adorf-Dalum) vereint.

Den Typus der stratigraphischen Falle oder Diskordanzlagerstätte repräsentiert das Ölfeld Scheerhorn. An seinem nördlichen und nordwestlichen Rand wird der Träger, der in sich noch leicht gewölbt ist, vom Unteralb gekappt. Unteralb greift, generell nach Norden einfallend, über die nördlich von Georgsdorf zunächst muldenförmig gelagerten und dann erneut leicht ansteigenden Schichten des Apt, Barrême, Hauterive und Valendis hinweg. In ähnlicher Position liegt das neue, bisher nur mit zwei Bohrungen erschlossene Feld Hebelermeer.

Das Auftreten von Valendis-Lagerstätten ist in regionaler Hinsicht dadurch begrenzt, dass der Speicher im Norden und Westen vom Alb gekappt wird, im Süden und Osten an der Oberfläche bzw. unter der Quartär- und Tertiärdecke ausbeisst.

Hinsichtlich der produktiven Horizonte und der Tektonik nehmen die Felder Lingen – Dalum und Adorf eine gewisse Sonderstellung ein. Beide halten sich an Spezialaufwölbungen einer im grossen nach Norden zu ansteigenden, in sich wahrscheinlich durch Querbrüche



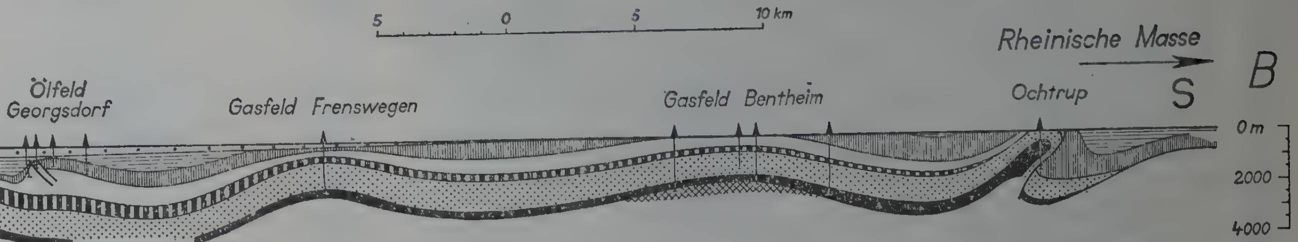




Abb. 35: N – S Profil durch die Erdöl- und Erdgasfelder des Emslandes (Lage des Profiles siehe Schnittlinie A – B in Tafel V).

gegliederten Scholle, die an einer E-W streichenden und voralbisch angelegten Störung abbricht. Diese Scholle war bereits während des Portland und Wealden epirogen als Schwellengebiet angelegt. Es erklären sich daraus auch die besonderen Eigenschaften der Träger.

Die Gaslagerstätten Bentheim, Frenswegen und Itterbeck sind an Aufwölbungen des Zechsteins gebunden. Das Vorkommen Adorf, dessen Ausdehnung noch untersucht wird, hält sich offenbar an die gleiche Scholle aus Trias und Zechstein, an die in jüngeren Formationsabschnitten die Öllagerstätten Adorf und Dalum geknüpft sind (vgl. Abb. 35). Das Gasvorkommen Emlichheim erschliesst ebenfalls eine in nördlicher Richtung ansteigende Scholle, die an einer herzynisch gerichteten Störung von grösserer Verwurfshöhe abbricht. Gasträger sind die karbonatischen Horizonte der Platten-und Hauptdolomit-Region des Zechsteins. Beide Horizonte sind regionalen Faziesänderungen unterworfen. Während erstere nur im südlichen Teil des Emslandes durch Dolomitbänke vertreten ist und nach Norden allmählich in dichte anhydritische Partien übergeht, stellt sich die Hauptdolomit-Region erst im mittleren und nördlichen Gebietsteil in vorherrschend dolomitischer Ausbildung ein. Die Gasführung als solche steht also, abgesehen von den strukturellen Voraussetzungen, in Abhängigkeit von der Faziesentwicklung der als Träger infrage kommenden Horizonte. Entsprechend der Lage der einzelnen Vorkommen stehen im Gasfeld Bentheim der Plattendolomit, in Frenswegen und Itterbeck dieser und der Hauptdolomit, in Adorf und Emlichheim nur der letztere in Förderung.

TABELLE 15

ERDÖL- UND ERDGAS- LAGERSTÄTTEN
DES NIEDERSÄCHSISCHEN BECKENS WESTLICH DER EMS

Öl- bzw. Gas-Felder	Fundjahr	Speicherhorizonte	Lagerstättentypus	Jahresproduktion 1955 in Tonnen	Kumulativproduktion bis 31.12.1955
Ölfelder:					
Lingen	1942	Apt, Valendis, Wealden, Serpulit Gigasschichten	Antiklinal	121 100	914 126
Emlichheim	1944	Valendis	Antiklinal	157 040	1 139 323
Georgsdorf	1944	Valendis, Wealden	Antiklinal	242 811	1 458 742
Adorf	1948	Wealden	Antiklinal	69	6 816
Rühlermoor	1949	Valendis	Antiklinal	338 819	1 101 945
Rühlertwist	1949	Valendis	Antiklinal	148 505	635 897
Scheerhorn	1949	Valendis, Wealden Serpulit	Diskordanzlagerstätte	113 882	382 951
Hebelermeer	1955	Valendis	Diskordanzlagerstätte	938	938
Gasfelder:				(in 1 000 cbm)	(in 1 000 cbm)
Bentheim	1938	Plattendolomit	Antiklinal	33 499,9	688 028,8
Frenswegen	1951	Plattendolomit Hauptdolomit	Antiklinal	18 137,6	49 885,1
Itterbeck-Halle	1951	Plattendolomit Hauptdolomit	Antiklinal	26 091,3	56 274,5
Adorf	1955	Hauptdolomit	Antiklinal	486,1	486,1
Emlichheim	1956	Hauptdolomit	Monoklinallagerstätte	—	—

STRUKTUR RÜHLE
MIT DEN ERDÖLFELDERN RÜHLERMOOR UND RÜHLERTWIST

zusammengestellt von ALFRED SCHREIBER[17]

mit Abbildung 36—38 und Tabelle 16

Die Struktur Rühle ist im nördlichen Emsland (Land Niedersachsen) am westlichen Rand des niedersächsischen Beckens dicht an der Grenze zwischen der Bundesrepublik und dem niederländischen Staatsgebiet gelegen, in das sie noch etwas hineinreicht. Sie stellt eine ost-westlich gestreckte Antiklinale dar, die vorwiegend von Malm und Unterkreide aufgebaut wird. Durch eine Konzessionsgrenze wird die Struktur in das grössere Teilfeld Rühlermoor im Osten und das kleinere Teilfeld Rühlertwist im Westen getrennt. Potentieller Ölspeicher sind die Polyptychiten-Schichten des mittleren Valendis in der faziellen Ausbildung des Bentheimer Sandsteins, der in einzelnen Schüttungsfächern regional verbreitet ist. Die Längsausdehnung der Struktur beträgt ca. 10 km. ihre grösste Breite fast 4 km. Die produktive Fläche umfasst ca. 27 qkm.

Die Entdeckung der Struktur mit den beiden Erdölfeldern gelang im Jahre 1949. Seitdem wurden insgesamt ca. 265 Produktionsbohrungen auf den Valendissand (Bentheimer Sandstein) niedergebracht, die z.Zt. eine Monatsförderung von ca. 41 000 t Erdöl erbringen. Aufgeschlossen wurden bisher etwa 40% der produktiven Fläche. Die kumulative Förderung der Struktur Rühle betrug am 31.12.1955 1 737 842 t.

Eine Übersicht über die Schichtenfolge gibt die aus verschiedenen Bohrungen zusammengesetzte stratigraphische Tabelle für das Erdölgebiet Rühle.

Im tieferen Untergrund der Struktur Rühle transgrediert Portland über vermutlich verschiedenen Stufen der Dogger oder Lias.

Vom tiefen Portland bis zur höheren Unterkreide herrschte im heutigen Feldesbereich ununterbrochene Sedimentation, abgesehen von

17 Anschrift: Dr. A. Schreiber, Geologe, Gewerkschaft Elwerath, Hannover, Hindenburgstr. 28.

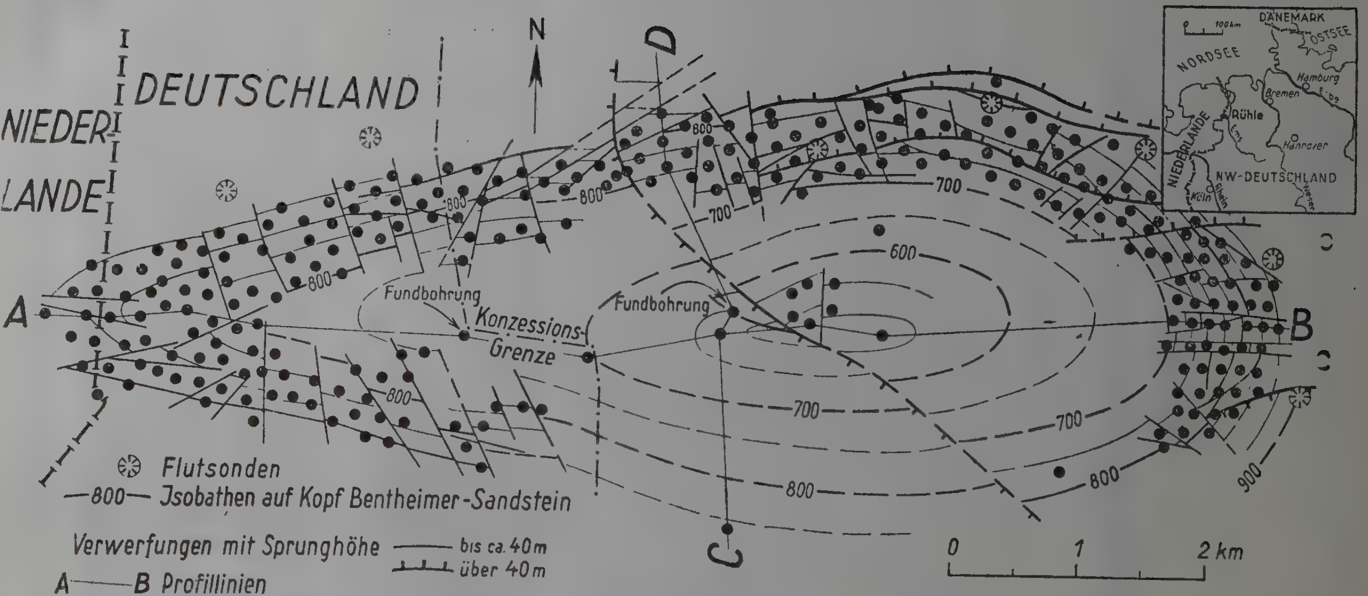


Abb. 36: Die Tiefenlage des Bentheimer Sandsteins auf der Struktur Rhüle.

Tabelle 16.

STRATIGRAPHISCHE TABELLE FÜR DAS ERDÖLGEBIET RÜHLE

Formation			Mächtigkeit in m	Petrographie	Fazies und Transgression	Produktive Öl-horizonte
Quartär		Holozän	—17 m	Torf und Talsande	phytogen-fluviatil	
		Pleistozän	18—103 m	Geschiebemergel, Kiese und Schotter	fluvioglazial	
Tertiär					~Transgression~	
		Miozän	—65	Tonige Feinsande, glaukonitisch	marin	
					~Transgression~	
		Eozän	—190	Tonige Feinsande und feinsandige Tone, glaukonitisch mit Kalksandstein- und Tuffitlagen	marin	
Kreide	obere				~Transgression~	
		Turon	—95 m	(Nur an der Südwestflanke) Weissgraue Kalksteine mit Schlieren von Mergelstein	marin	
		Cenoman	0—150	(Nur an der Süd- und Westflanke) Tonige weissgraue Kalk- bis Mergelsteine, z.T. grünlich	marin	
	Untere	Alb	0—340	Ton- bis Tonmergelsteine, hellgrau, in der Mitte z. T. bräunlich, unten schwarzgrau, mit Tongeröllen an der Basis	marin	
					~Transgression~	
		Apt	0—70	Tonmergelsteine, dunkel- bis schwarzgrau, z.T. feinsandig, stellenweise an der Basis Tonbreccie und Brauneisenooide	marin	
					~Transgression~	
		Barrême	0—75	Ton- bis Tonmergelsteine, mittelgrau, mit Toneisensteinlagen	marin	
		Hauterive	135—385	Tonmergelsteine, mittelgrau, partienweise mit Sandsteinschmitzen und Toneisensteinknollen, pyritführend	marin	
		Valendis	50—150	Obervalendis mit Dichotomiten-Schichten: Ton- bis Tonmergelsteine, mittelgrau, mit Sandlagen	marin	
		„	23—90	Polyptychiten-Schichten (Bentheimer Sandstein):	marin	
				a) Flasersandstein, tonflaserig		Feinsandstein
			10—31	b) Oberer Sand		Feinmittelsand-Sandstein, z.T. nahezu ton- u. karbonatfrei u. unverfestigt Po. 24—30 % Perm. 10—20 000 md.
			1—4	c) Toniges Zwischenmittel: Sandige Tone und Mergel		
			4—26	d) Unterer Sand.		Feinmittelsand-Sandstein Po. 24—29 % Perm. 10—7000 md.
		„	12—30	Tiefes Valendis (Platylenticeraten-Schichten): Tonstein, mittelgrau, z. T. etwas sandig, durch Einschaltung mariner Horizonte aus dem brackischen Wealden hervorgehend	marin	
		Wealden, oberer	—190	Tonmergelsteine, mittelgrau, blaugrau und olivgrün, mit dünnen Lumachellen	limnisch-brackisch	
		Wealden, unterer	—200	Tonmergelsteine, mittelgrau, blaugrau, olivgrün, mit dünnen Lumachellen	brackisch	
Jura	Malm	Portland	ca. 690	Ton- bis Tonmergelsteine, hellgrau und blauschwarz, mit dünnen Mergellagen und Anhydritknoten	marin	
					~Transgression~	
	Dogger oder Lias			nur selten erbohrt	marin	

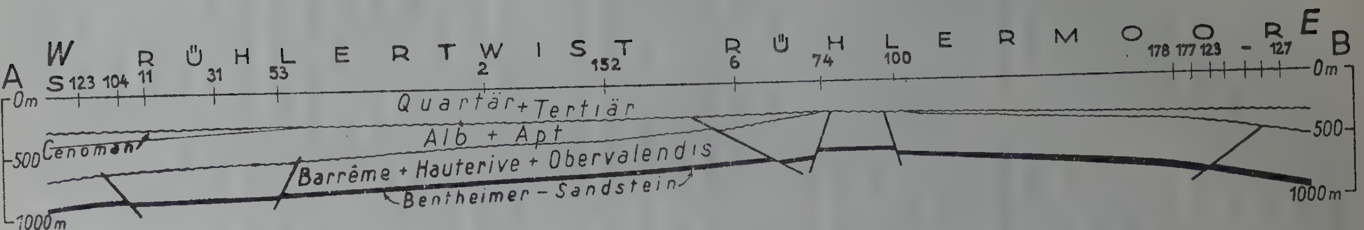


Abb. 37: Ost – West = Profil durch die Struktur Rühle.

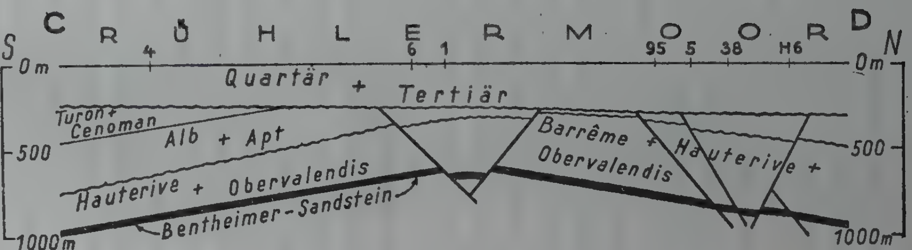


Abb. 38: Nord - Süd - Profil durch die Struktur Rühle.

unwesentlichen Aufarbeitungserscheinungen im Hauterive. Das Gebiet der stärksten Absenkung ist, wie sich aus einer regionalen Übersicht ergibt, im Gebiet der Nordflanke mit einem axialen Gefälle nach Osten anzunehmen. Aus den Profilen in Abb. 37 und 38 ist die Zunahme der Schichtenmächtigkeiten in dieser Richtung zu ersehen. Eine erste Heraushebung und Sedimentationsunterbrechung des Portland-Unterkreidebeckens erfolgte zur späteren Barrêmezeit. Im mittleren Strukturbereich transgrediert das Apt auf tieferes Barrême und wahrscheinlich auch auf Oberhauterive. Im Gebiet der Südflanke des Feldes haben die Hebungsbewegungen noch etwas länger angedauert. Dort liegt auch das Alb auf dem Oberhauterive der gehobenen Beckensedimente in übergreifender Lagerung. In diesem Zeitabschnitt scheinen sich die ersten Brüche gebildet zu haben. Vom Alb ab vermutlich bis zur höheren Oberkreide unterlag der gesamte Feldesbereich wiederum einer steten Absenkung.

Die Aufwölbung der heutigen Struktur dürfte auf die Faltung des ganzen Schichtenstockwerkes vor dem Tertiär, die laramische, zurückzuführen sein, der als Vorläufer wahrscheinlich präcampane Bewegungen vorausgegangen waren. In der Strukturmitte liegt das Tertiär (Eozän) mit scharfer Diskordanz über wahrscheinlichem Oberhauterive, und nach den Flanken zu streicht unter der Tertiärbasis das Barrême, Apt, Alb und im Süden auch das Cenoman mit fraglichem Turon aus.

Die Strukturkarte in Abb. 36 zeigt eine grosse Anzahl von streichenden und querenden Abschiebungen, welche die Schichtoberfläche des Bentheimer Sandsteins um Beträge bis zu 60 m versetzt haben. Diese Dislokationen stehen genetisch mit der prätertiären Gewölbebildung im Zusammenhang, doch scheinen innerhalb dieses Bewegungsaktes die herzynischen Brüche etwas jünger zu sein. Während des Eozäns und später haben nur noch unbedeutende posthume Absenkungen an den bereits vorhandenen Bewegungsflächen stattgefunden.

Die Struktur Rühle bildet ein Beispiel für eine prätertiäre Antiklinale, die in ihrer Erscheinungsform eine reine Zerrungsstruktur darstellt.

ERDÖLFELD DALUM

zusammengestellt von WILHELM EICHENBERG [18]

mit Abbildung 39 und 40 und Tabelle 17

Allgemeines und Tektonik

Das Erdölfeld Dalum ist an eine alte West-Ost streichende Aufwölbung gebunden, die an der Wende Jura/Kreide angelegt wurde und von Adorf über Dalum bis ostwärts der Ems verfolgt werden kann.

Erste Anzeichen für das Vorhandensein der Dalumer Struktur wurden 1937 bei der geophysikalischen Reichsaufnahme durch den Nachweis eines Kurzzeitengebietes gefunden. 1940 setzte die Bohrtätigkeit ein, die schon 1942 erfolgreich war. Lingen 2 kam in ölimprägnierten Lumachellenlagen des Wealden als erste Bohrung des Emslandes fündig ein (Abb. 39).

Als Hauptölträger des heutigen Feldes (Abb. 40) werden Wealden und Weissjura erschlossen; beide treten in Schwellenfazies auf. Von geringerer Bedeutung für die Produktion ist das Valendis, das in Dalum, im Gegensatz zu den meisten anderen Emslandfeldern, stark tonig entwickelt ist. Das Öl des Dalumer Valendis findet sich im Dichotomiten- und Bentheimer Sandstein. Auch das Apt führt lokal in klüftigen Kalkmergelsteinen Öl; es steht jedoch nur mit wenigen Bohrungen in Förderung. Aus den Speichergesteinen der Gruppe Valendis-Wealden-Serpulit und aus der Lagerstätte der Gigas-Schichten wird das Öl überwiegend durch getrennte Bohrungen gefördert.

Der ölführende Bereich hält sich an den strukturhohen Teil der gehobenen Südscholle. Diese wird nach Norden durch eine Ost-West streichende, in ENE Richtung einschwenkende Hauptstörungszone begrenzt, an der die nördlich davon liegenden Schichten abgesunken sind (Nordrandstörung, Abb. 39 und 40). Den nördlichen Hochschollenteil zeichnen ausserdem noch eine Reihe ± flachliegender Überschiebungen aus, die wahrscheinlich als Folge disharmonischer Bewegungen entstanden sind und sich vornehmlich an den Wealden halten.

18 Anschrift: Dr. W. Eichenberg, Geologe, Deutsche Schachtbau und Tiefbohr GmbH., Lingen/Ems.

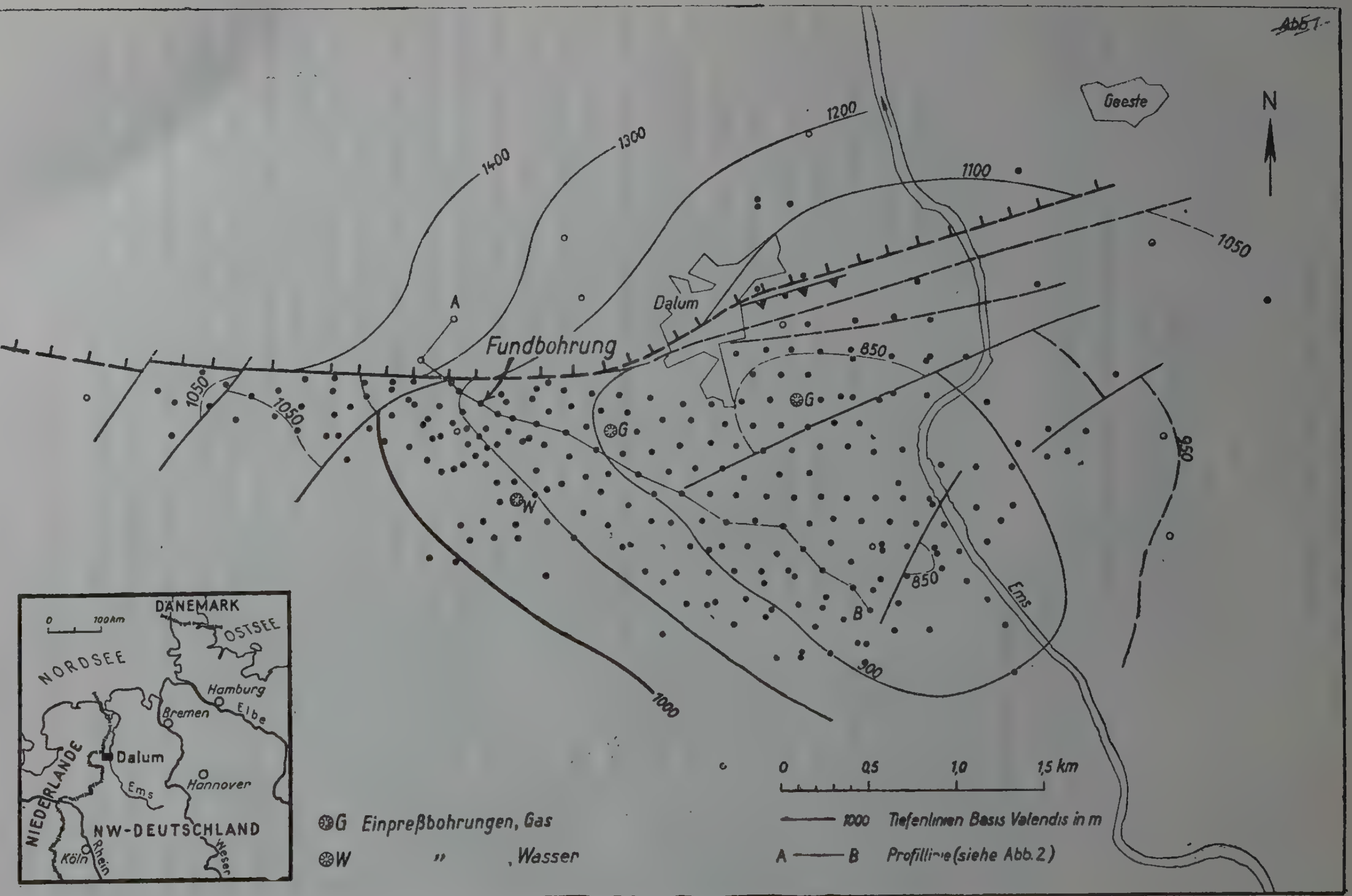


Abb. 39: Ölfeld Dalum: Tiefenlinienplan Basis Valendis.

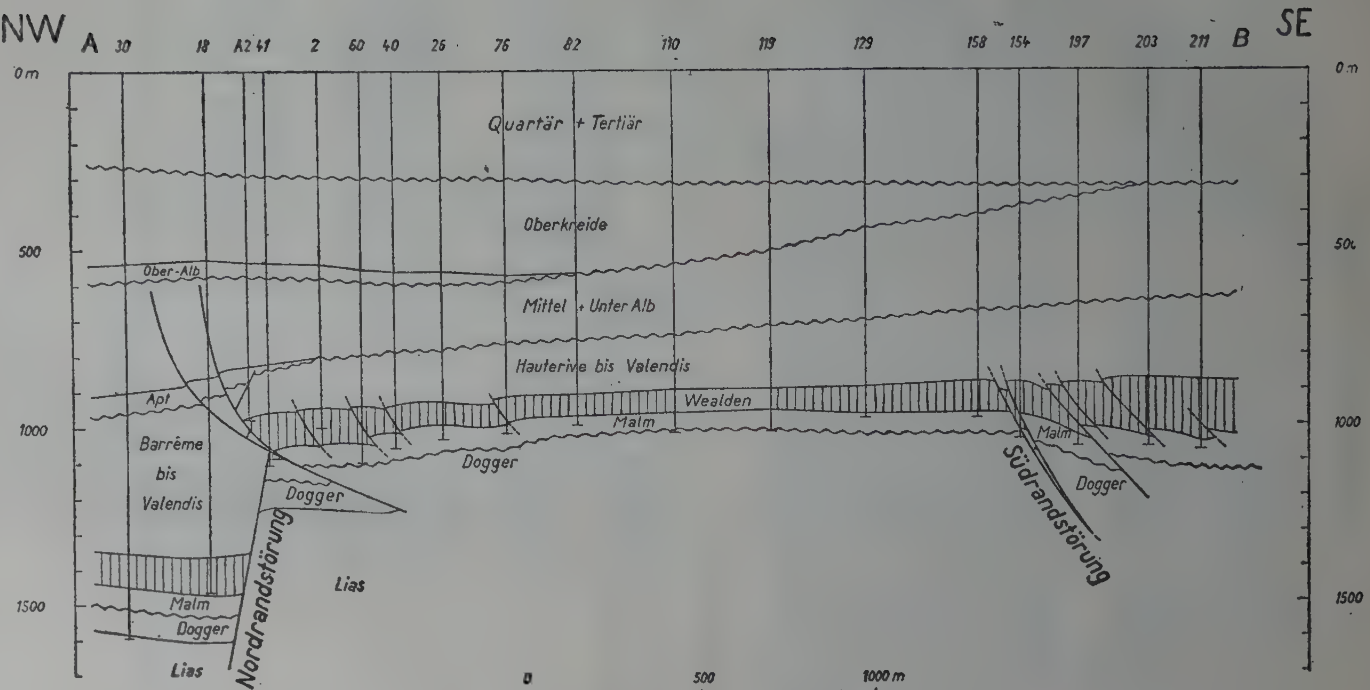


Abb. 40: NW – SO Profil durch das Ölfeld Dalum.

Eine ähnliche, aber schwächere Störung ist auch im Süden des Feldes nachgewiesen (Südrandstörung). In ihrem Bereich treten ebenfalls tektonische Verdoppelungen im Ölträger des Wealden auf, die vielfach die Produktionskapazität der Bohrungen im günstigen Sinne beeinflussen (Abb. 40). Die Südrandstörung ist auf der Strukturkarte (Abb. 39) nicht eingetragen, da sie im Valendis wahrscheinlich nicht mehr vorhanden ist.

Die ölführende Fläche wird auf 9,6 qkm geschätzt, von der etwa 1,5 qkm noch abzubohren sind. Ende 1955 waren 218 Bohrungen aus dem Wealden und 40 aus den Gigas-Schichten in Produktion.

Die bisher erzielte Gesamtproduktion beläuft sich auf 914 126 t (nach dem Stand vom 31.12.1955). Auf der noch abzubohrenden Feldesfläche sind weitere 60 – 70 Bohrungen auf Wealden und 6 – 8 Bohrungen auf Gigas-Schichten möglich. Die produzierenden Horizonte im Feld befinden sich in Tiefen zwischen 500 und 1200 m, wobei der Hauptölträger durchschnittlich bei etwa 1 000 m liegt.

Ölführende Horizonte

Ober-Apt: klüftige Kalkmergelsteine,

Valendis: zwei tonige Flasersandsteinhorizonte von 6 bis 15 m Mächtigkeit: Dichotomiten-Sandstein und Polyptychiten-Sandstein (Bentheimer Sandstein), durch 10 bis 25 m Ton getrennt.

Wealden: zahlreiche bis zu 60 cm dicke, in Tonstein eingebettete Muschelgruslagen (= Lumachellen) des Mittleren und Unteren Wealden. Die Gesamtmächtigkeit der Lumachellenlagen schwankt zwischen 5 und 12 m.

Serpulit: mergelige Tonsteine mit bis zu 0,50 m mächtigen linsenförmig eingebetteten Muschel- und Serpelgruslagen.

Gigas-Schichten: klüftige bis 6 m mächtige Anhydrit- und Kalkbänke (oolithisch).

Tabelle 17.

SCHICHTENFOLGE IM FELD DALUM

Formationen				Mächtigkeiten m	Petrographie	Fazies und Transgression	Ölhorizonte a) Mächtigkeiten b) Porosität c) Permeabilität
Quartär		Holozän		1—6	Torfablagerungen u. Sande	phytogen u. fluviatil	
		Pleistozän		150	Sande u. Schotter	fluvioglazial	
Tertiär	Alt	Oligozän Eozän		190/210	schwachsandige–feinstsandige Tonsteine	marin Transgr.	
Kreide	Ober	Turon		0—200	schwachsandige, mergelige Tonsteine u. Kalke	marin	
	Ober	Cenoman		170/190	Mergelkalke u. stark mergelige Tonsteine mit Mergelsteinbänken	marin z. T. Transgr.	
	Unter	Alb	Ober	—60	mergelige Tonsteine mit Konkretionen	marin z. T. Transgr.	
			Mittel Unter	—430 max.	schwachsandige, mergelige bis schwach mergelige Tonsteine mit Toneisensteinbänken	marin z. T. Transgr.	
		Apt	Ober	—25	Klüftige Kalkmergelsteine u. Blätterschiefer	marin	a) 25 m Kluftlagerstätte
			Unter	—25	mergelige Tonsteine, mit Mergelsteinbänken u. Tonschieferlagen	marin z. T. Transgr.	
		Barrême	Mittel Unter	—60	schwachsandige, schwach mergelige bis mergelige Tonsteine, z.T. mit blätterschiefrigen Lagen	marin	
		Hauterive	Ober	—195	schwachsandige, mergelige Tonsteine mit Konkretionen u. Mergelsteinbänken	marin	
			Unter	—65	sandige Tonsteine, mergelig, mit Toneisensteinlagen		
		Valendis		—65	stark sandige Tonsteine mit 2 tonigen u. tonflaserigen Sandsteinbänken. (Flasersandsteine). Dichotomiten- u. Bentheimer Sandstein	marin	a) 2 Horizonte Flasersandsteine je 6-15 m b) 10-18 % c) 0-15 md
		Wealden	Oberer	60/150	blaugraue bis dunkelgraue Tonsteine in Wechsellagerung mit Schillagen	brackisch-limnisch	a) 6-12 m max. Lumaschellen d. Mittl. u. Unt Wealden
			Mittl. Unterer		Tonsteine, Schiefertone u. olivfarbene Blätterschiefer mit zahlreichen bis zu 60 cm mächtigen Muschelgruslagen (Lumachellen)	brackisch-limnisch z. T. Transgr.	b) 15-40 % c) 100-9000 md
Jura		Portland	Serpulit	max. 28	schwachsandige u. mergelige Tonsteine mit linsenförmig entwickelten Muschel- u. Serpelgruslagen	marin	a) bis zu 0,50 m Serpelgrus- u. Corbulalagen
			Münder Mergel	max. 80	mergelige Tonsteine mit Kalk- und Anhydritbänken	marin (salinar)	a) im Unteren M.M. 1-2 m klüftige Anhydrit u. Kalkbänke
			Gigas-Schichten	max. 35	mergelige Tonsteine mit mehreren bis zu 2 m mächtigen, klüftigen, meist oolithischen Kalkbänken	marin Transgr.	a) 1-6 m klüftige, oolithische Kalkbänke
		Dogger	Zeta bis Alpha	100	schwachsandige u. schwachmergelige Tonsteine mit Kalksteinbänken	marin	
		Lias	Zeta bis Alpha	320	dunkelgraue Tonsteine mit Einlagerungen von Kalkmergelbänken u. Toneisensteingeodenlagen	marin	

Eigenschaften des Öles

Stockpunkt:	+ 20/24° C
Paraffingehalt:	20 — 24 %
Spez. Gewicht:	Wealden-Öl = 0,865
	Valendis-Öl = 0,872
Ursprüngliches Gas-Öl-Verhältnis:	ca 40 : 1
im Laufe der Produktion auf	200 : 1 gestiegen
Gasentlösungsdruck nach Stufenmessungen:	60 atü
Viskosität des Wealden-Öles in der Lagerstätte:	5 — 10 Cp.

Lagerstättenenergie

Der ursprüngliche Lagerstättendruck lag etwas über dem hydrostatischen Druck und sank mit steigender Produktion verhältnismässig rasch. Es besteht keine freie Gaskappe. Ausser in den Gigas-Schichten ist kein nennenswerter Randwassertrieb beobachtet worden. Die Energie rührt im wesentlichen aus Gasexpansion her.

Zur Erhaltung der Lagerstättenenergie werden in die Lagerstätte seit einigen Jahren durch 4 Bohrungen Gas und Wasser eingepresst.

In den Feldesteilen mit schlechtem Wealden-Ölträger (Lumachellen verkalkt oder vertont) werden durch Halliburton Drucksäuerungen mit anschliessender Öl-Sand-Operation mit Erfolg durchgeführt.

Im Raum von Dalum befindet sich auch der Zechstein in einer bevorzugten Hochlage. Er wird zur Zeit auf mögliche Gasführung untersucht.

DIE ERDGAS–STRUKTUR BENTHEIM

zusammengestellt von FRITZ HEIDORN [19]

mit Abbildung 41—43 und Tabelle 18

Die Struktur Bentheim bildet an der Oberfläche eine breite Aufwölbung von Wealden mit örtlichen Portlandausbissen im Kern, die etwa Ost-West streicht und eine Länge von rd. 9 km besitzt. Ihre Breite verringert sich von Osten nach Westen von ca. 6 km bis auf 4 km. Sie wird auf den Flanken von Valendis umrahmt. Die Nordflanke fällt flach ein, die Südflanke zeigt steilere Fallwinkel. Die Grenzen im Osten und Westen werden durch zwei markante Querbrüche gebildet. die nach Norden konvergieren.

Nach mehreren vergeblichen Bohrversuchen auf Erdöl, die ca. 50 Jahre zurückliegen und veranlasst wurden durch ein kleines gangförmiges Asphaltitvorkommen im Hauterive der Südflanke (Sieringhoek), wurde die Zechsteingaslagerstätte der Struktur 1938 mit der Eruptionsbohrung Norddeutschland 1 angeritzt.

Stratigraphie

Am Aufbau der Struktur sind Stufen der Unterkreide, des Jura, der Trias und des Perm beteiligt. Die nachstehende Tabelle 18 zeigt die auffallend lückenhafte Schichtfolge. Wie bereits A. Bentz (1926) erkannt hat, liegen eine jungkimmerische und eine altkimmerische Transgression vor. Unter dem transgredierenden Portland fehlt die Schichtserie tieferer Weissjura, Dogger und Oberlias, unter dem Rhät fehlen Mittlerer Keuper, Unterer Keuper und Oberer Muschelkalk. Beide Transgressionen haben regionalen Charakter und sind weder durch nennenswerte Konglomeratbildungen noch durch merkliche Winkeldiskordanzen gekennzeichnet.

Die vier Salzfolgen des deutschen Zechsteins sind in der Bentheimer Struktur sämtlich nachgewiesen, jedoch ± lückenhaft.

[19] Anschrift: Dr. F. Heidorn, Geologe, c./o. C. Deilmann Bergbau GmbH., Bentheim, Postfach 20.

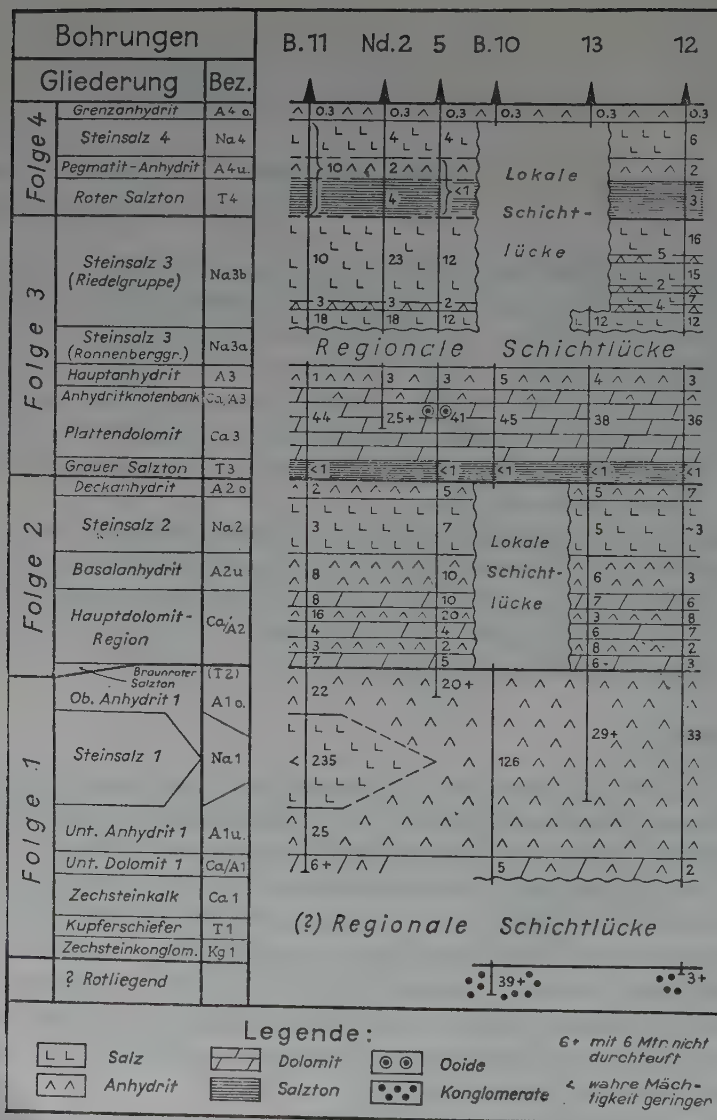


Abb. 41: Zechsteinentwicklung in der Bentheimer Struktur.

Die regionalen und lokalen Schichtlücken sind aus der Abb. 41 zu entnehmen. Diese Abbildung veranschaulicht auch die petrographische Differenzierung und die Mächtigkeitsunterschiede der einzelnen Zechsteinhorizonte im Bereich der Struktur. Bemerkenswert sin die unterschiedliche Entwicklung der Folge 1, die im Süden ein mächtiges Steinsalzlager enthält, und der örtliche Ausfall der Folge 2 in Bentheim 10. Von dieser fehlen in einem heute noch nicht umgrenzbaren Areal nicht nur Deckanhydrit, Steinsalz 2 und Basalanhydrit, die in Bentheim durchweg schwach entwickelt sind, sondern auch die sogen. Hauptdolomitregion, eine in Westdeutschland weitverbreitete Wechselfolge von Dolomit und Anhydrit. Sie entspricht mit Mächtigkeiten von 30–40 m dem Hauptdolomit s. str. des deutschen Zechsteinprofils.

Eine gewisse Sonderstellung nimmt der Gasträger der Bentheimer Struktur, der Plattendolomit der Folge 3, ein. Er ist in sämtlichen Bohrungen in annähernd gleicher Gesteinsbeschaffenheit und Mächtigkeit angetroffen.

Das Liegende des Zechsteins ist nur mit den Bohrungen Bentheim 10 und 12 erreicht. Es besteht aus einer bunten Konglomeratserie, die als Rotliegend angesprochen wird. Zwischen dieser und den überlagernden Schichten der Zechsteinfolge 1 fehlen Zechsteinkalk, Kupferschiefer und Bildungen, die dem typischen Zechsteinkonglomerat vergleichbar sind.

Tektonik:

In dem Tiefenlinienplan (Abb. 42) ist das geologische Oberflächenbild durch Eintragung der Grenze Wealden/Valendis und einiger Fallzeichen in Tagesaufschlüssen angedeutet. Die Tiefenlinien des Plattendolomits nach Reflexionsseismik und Bohrbefunden weichen z.T. merklich und im Südosten der Struktur völlig von dem Bauplan an der Oberfläche ab. Die augenfällige Abweichung ist hier anscheinend durch die rasche Abnahme des Portlands im Südosten zu erklären. Die Bohrungen Bentheim 11 und Bentheim 14 haben gleiche Mächtigkeit im Portland (ca. 215 m).

Der Strukturplan ist schematisch vereinfacht. Zahlreiche kleine Querstörungen und Längsbrüche – vermutlich Grabenbrüche im Subrosionsbereich des Portlandsalzlagers –, die erst durch feinstratigraphische Untersuchungen im Wealden erkennbar geworden sind, mussten in Rücksicht auf den Massstab des Strukturplans und der Profil-

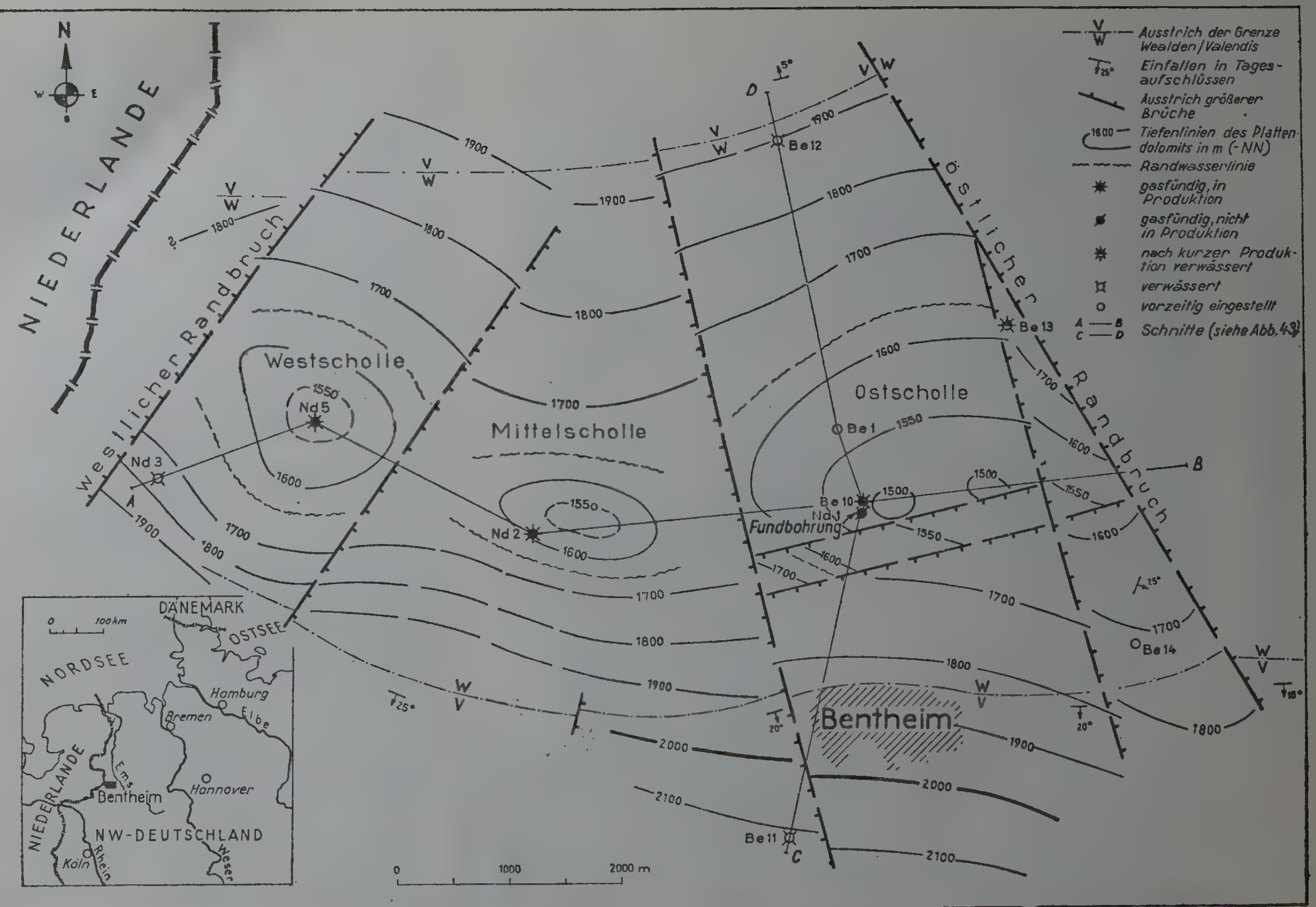


Abb. 42: Tiefenlinienplan der Bentheimer Struktur.

schnitte (Abb. 43 a und b) vernachlässigt werden. Sie sind in den Schnitten angedeutet durch flachwellige Verdünnungen des Portlandsalzes.

Dargestellt wurden nur Quer- und Längsbrüche von grösserer Sprunghöhe, die auch im seismischen Bild des Plattendolomits noch ± deutlich erkennbar sind. Die eingezeichneten Querbrüche ergeben eine Gliederung der Bentheimer Struktur in eine östliche (Bentheimer), eine mittlere (Gildehäuser) und eine westliche (Westenberg-) Scholle, die jeweils durch Aufragungen des Plattendolomits bis ca. –1500 m NN und durch Verringerung bzw. völliges Auskeilen der Hangendsalze gekennzeichnet sind. Die Produktionsbohrungen dieser drei Schollen (Bentheim 10, Norddeutschland 2 und Norddeutschland 5) stehen nach der Charakteristik ihrer Fliessdruckkurven nicht miteinander in Kommunikation. Als zugehörig zu der Ostscholle ist wohl die schmale Keilscholle zu betrachten, die an den östlichen Randbruch angrenzt.

In der Ostscholle der Struktur sind südlich von ihrer Kulmination durch die Seismik zwei Längsbrüche im Zechstein nachgewiesen, die örtlich auch an der Oberfläche erkennbar sind. Danach ist zu vermuten, dass die Südflanke der Ostscholle von der Bohrung Bentheim 10 nicht drainiert wird.

Gasproduktion:

Der Gasträger der Bentheimer Struktur ist der ca. 40 m mächtige Plattendolomit der Folge 3. Er ist besonders in seiner oberen Partie intensiv geklüftet. In der 1955 niedergebrachten Bohrung Norddeutschland 5 ist im oberen Drittel der dunklen, durch schwarze Tonbestege geschichteten Dolomite eine helle oolithisch-poröse Bank von 5 m Mächtigkeit eingeschaltet. Ob diese auch in den älteren Bohrungen aus den Jahren 1938-1946 durchteuft ist, muss infolge starker Kernverluste offen gelassen werden. Vermutlich ist die Bentheimer Gaslagerstätte keine echte Kluftlagerstätte in produktionsgeologischem Sinne.

Das Plattendolomitgas ist ein typisches Trockengas von folgender Zusammensetzung:

CO_2	2,3 — 2,7 Vol.%	CH_4	87,3 — 90,3 Vol.%
H_2S	0,3 — 1,0 „	C_2H_6	0,2 — 0,8 „
N_2	5,1 — 5,8 „	C_3H_8	Spuren

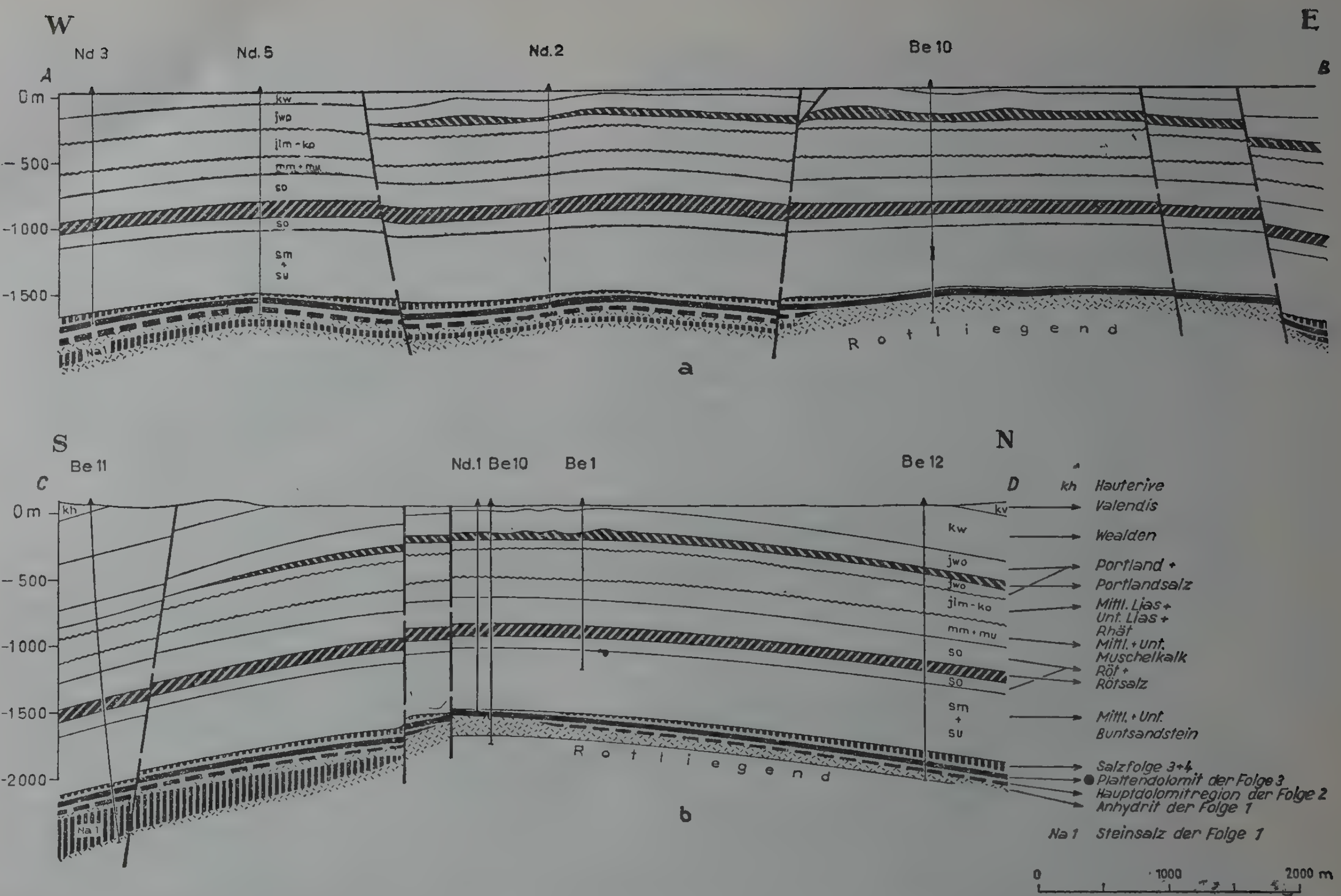


Abb. 43: Schnitte durch die Bentheimer Struktur.

Die Hauptdolomitregion der Folge 2, die in Bentheim bislang nur verwässert angetroffen ist, hat Gasproben gleicher Zusammensetzung geliefert. Sie ist in den weiter nördlich gelegenen Gasfeldern Frenswegen, Itterbeck und Adorf ähnlich, aber meistens stärker dolomitisch entwickelt und gasproduktiv. Die Aussichten für eine wirtschaftliche Gasproduktion sind in Bentheim fraglich, weil dieser Horizont in Richtung auf die höchste Aufragung der Struktur in der Ostscholle auszukeilen scheint.

Ostscholle und Mittelscholle haben mit den Bohrungen Bentheim 10 bzw. Norddeutschland 2 von 1944-1955 rd. 700 000 Nm^3 Gas geliefert. Die Förderung aus der Westscholle (ND 5) ist erst Ende 1955 aufgenommen worden.

Tabelle 18

SCHICHTFOLGE IN DER BENTHEIMER STRUKTUR

Formation	Stufe	Mächtigkeit	Gesteine	Fazies	Prod. Horizonte	
Kreide	Hauterive	nur auf der Südflanke	graue Tonmergel und Sandsteine	marin		
	Valendis	ca. 280 m				
	Wealden	ca. 340 m	dunkle bituminöse Tonsteine	brack.-limnisch		
Jura	Portland	200—300 m	Tonsteine wie oben	marin-salinar		
			Salz + Anhydrit			
			Mergelsteine			
	Transgression					
	Regionale Schichtlücke					
	Mittlerer + Unt. Lias	160—200 m	Dunkle Tonmergelsteine	marin		
Trias	Rhät					
	Transgression					
	Regionale Schichtlücke					
	Mittl. + Unt. Muschelkalk	ca. 150 m	Helle Mergelsteine mit Anhydrit Helle Kalksteine	marin		
	Oberer Bunt-Sandstein (Röt)	375—400 m	Rote Tonsteine			
			Salz mit Anhydrit	marin		
			Rote Tonsteine und Quarzite	—		
	Mittl. + Unt. Buntsandstein	440—500 m	Hellgraue Sandst. Rote Feinsandst. und Tonsteine	kontinental		
Perm	Zechsteinsalzfolge 4	Siehe, Zechsteinentwicklung in der Bentheimer Struktur (Abb. 41)		marin		
	Zechsteinsalzfolge 3			—	●	Plattendolomit
	Zechsteinsalzfolge 2			salinar	?	Hauptdolomitregion
	Zechsteinsalzfolge 1					
	? Rotliegend			kontinental		

VII. ERDÖLPROVINZ RHEINTALGRABEN [20]

zusammengestellt von ALBERT SCHAD [21]

mit Tafel VI und Tabelle 19 und 20

1. *Übersicht*

Der Rheintalgraben ist rund 300 km lang und 35-40 km breit. Der Grabenrand ist fast durchgehend morphologisch stark betont. Über der permischen Abtragungsfläche des varistischen Gebirges sind in der Umrandung des Grabens fast nur triadische Gesteine, meist Buntsandstein, erhalten (siehe Tafel VI). Innerhalb des Grabens liegen dagegen von S bis etwa Heidelberg jurassische Ablagerungen unter Tertiär (vgl. Tabelle 20). Erst weiter nördlich führte bereits eine vor- oder frühtertiäre Heraushebung zu einer Abtragung von Jura und Trias. Nördlich Worms ist aus diesem Grunde nur noch Rotliegendes unter dem Tertiär bekannt.

2. *Stratigraphie*

Perm, Trias, Jura: Siehe Tabelle 20

Tertiär

Im Tertiär war die Sedimentation im Gebiet des Grabens als tektonisch mobilem Bereich bestimmt. Zeiten stärkerer und schwächerer Bewegungsintensität sind zu erkennen, doch gibt die Randzone des Grabens in fast allen Formationsstufen Hinweise auf Randnähe: Im Grabeninneren feinklastische Sedimente meist von grauen Farbtönen in grosser Mächtigkeit, z.T. auch salinare Ablagerungen; in der Randzone dagegen vielfach Sande, Konglomerate und bunte Sedimente. Viele Störungen waren über eine längere Zeit in Bewegung, dadurch treten in Randschollen öfters sprunghaft reduzierte Mächtigkeiten auf, z.T. sogar ausgesprochene Lückenprofile. So transgredieren z.B. in manchen Randstaffeln Mittlere oder Obere Pechel-

---

20 In dieser Zusammenstellung wird lediglich der deutsche Anteil behandelt.
21 Anschrift: Dr. A. Schad, Geologe, Wintershall AG., Bruchsal, Huttenstr. 11.

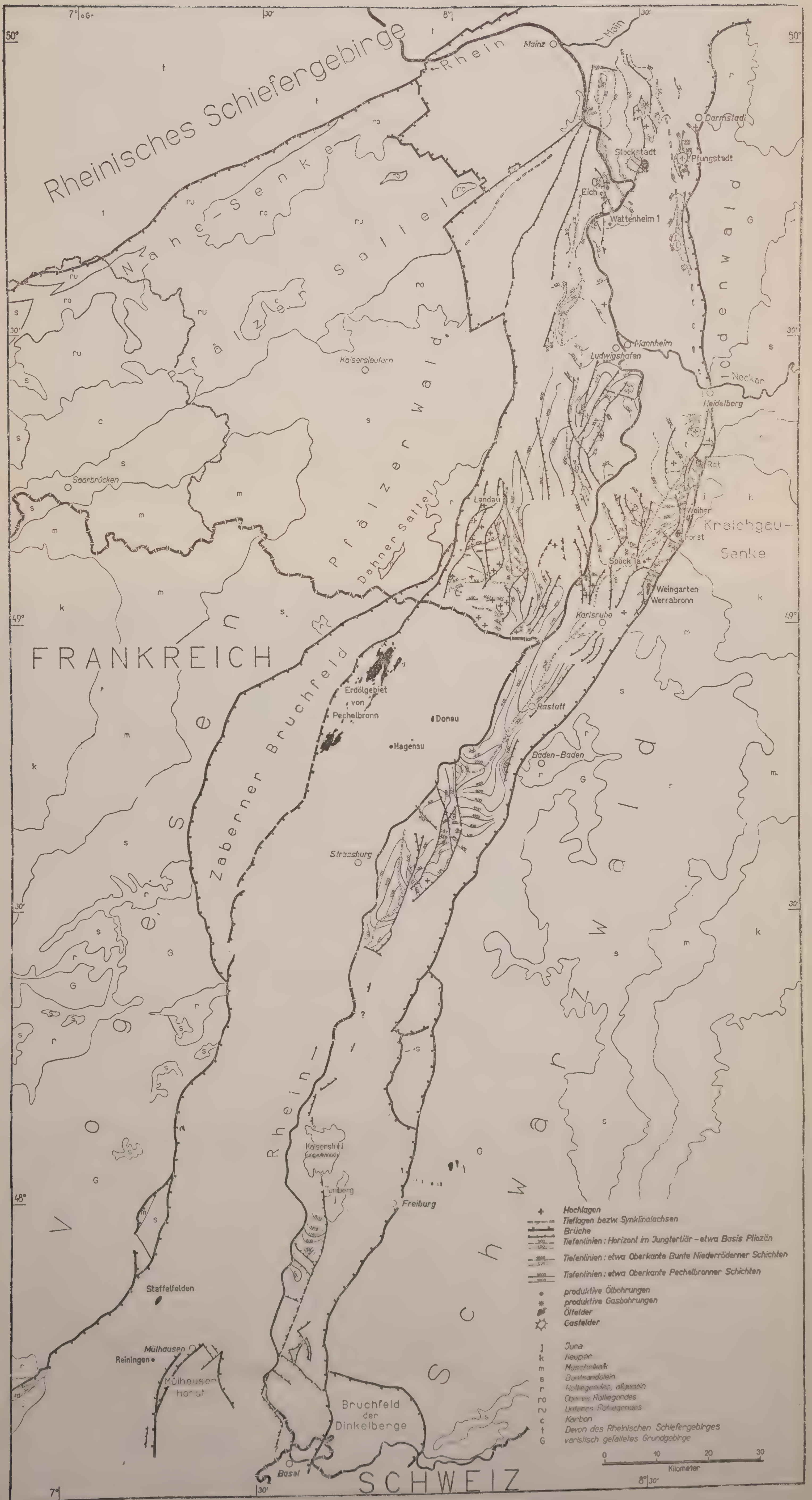
bronner Schichten auf Jura; dagegen wurden in der benachbarten Beckenzone mehrere hundert Meter Untere Pechelbronner Schichten und Lymnäen-Mergel abgelagert. Da die stärksten Absenkungen im Laufe des Tertiärs bald mehr im S, bald mehr im N erfolgten, zeigen sich auch Faziesänderungen längs der Beckenachse. So ergeben sich für alle Stufen fazielle Differenzierungen quer zum Graben und in seiner Längsrichtung.

3. *Tektonik*

Die Entstehung des Rheintalgrabens begann wahrscheinlich im Eozän. Er ist ein Zerrgraben. Der morphologische Randbruch ist eine der Hauptbruchlinien des Grabens. Im Inneren des Grabens liegen noch zahlreiche Störungen (Streichen teils rheinisch, teils NNW-SSE). Von diesen erreicht der Bruch zwischen der Randstaffelzone des östlichen Grabenrandes und der eigentlichen Beckenregion die Sprunghöhe des morphologischen Randbruches oder überschreitet sie. Die gesamte Sprunghöhe zwischen Randgebirge und Grabensohle im Raume Karlsruhe beträgt etwa 4000 m, im Raume Heidelberg aber mehr als 5000 m. – Nördlich Heidelberg fehlt die Vorstaffelregion fast ganz. Zwischen Heidelberg und Karlsruhe liegt die Feldergruppe Rot, Forst-Weiher, Weingarten-Werrabronn noch in den Vorstaffeln. In der Karte ist besonders südlich Baden-Baden der Bereich der Vorstaffeln nicht näher gegliedert. Er ist stark gestört. Der Abbruch zur Beckenzone wurde z.T. mit Vorbehalt abgegrenzt. In den Vorstaffeln ist die Tertiärfolge reduziert, oder es steht nur Mesozoikum an. Nur zwei dieser mesozoischen Vorbergschollen sind in der Karte eingetragen: Der aus Jura aufgebaute Tuniberg und die aus Trias, besonders Buntsandstein, bestehende Vorbergzone nördlich Freiburg.

Westlich der Randstaffelzone liegt die Hauptbeckenachse. Bezeichnend ist ihre starke Verlagerung an den Ostrand des Grabens. Sie ist fast ohne Unterbrechung aus dem Raume westlich Darmstadt bis in die Gegend westlich Baden-Baden zu verfolgen. In dieser Beckenachse wurden im allgemeinen während des Tertiärs grössere Schichtmächtigkeiten abgelagert als weiter westlich.

Von der Hauptbeckenachse steigen die Schichten meistens in westlicher bzw. südwestlicher Richtung an. Dieser Anstieg wird jedoch durch zahlreiche Störungen unterbrochen. Viele dieser Brüche sind antithetisch; an ihnen treten nur selten Monoklinalstrukturen auf. Nach



TAFEL VI: Strukturkarte des Rheintalgraben.

S hebt sich die ganze Grabenfüllung bis in den Raum Baden-Baden heraus. Ab Heidelberg steigt der prätertiäre Untergrund des Grabens nach N an.

Etwa in der Mitte des Grabens reihen sich von N her mehrere Hochgebiete aneinander: Stockstadt, Eich, Wattenheim, Hochzonen im Raum von Ludwigshafen; einige weitere Hochlagen folgen noch gegen SSW. Westlich dieser Hochgebiete liegt nochmals eine Muldenzone. Sie ist aber nicht so tief abgesenkt wie die Hauptbeckenachse. Erst westlich dieser Tiefzone liegt der Anstieg zum westlichen Grabenrand, ebenfalls durch mehrere Störungen unterbrochen. Nördlich Landau ist die Randzone noch nicht hinreichend untersucht. Bei Landau sind mesozoische Randschollen verhältnismässig weit nach E vorgeschoben; dadurch ist in den umgebenden Tertiärschollen fast umlaufendes Streichen zu beobachten.

Infolge der Heraushebung des Grabeninhaltes nach W hat die westliche Randverwerfung eine viel geringere Sprunghöhe als die östliche. Dazu kommt, dass anscheinend bereits vor dem Eozän eine Kippung des heutigen Grabenbereiches nach E erfolgt war, denn in einigen Schnitten liegt das Tertiär im W auf älteren mesozoischen Schichten als am Ostrand des Grabens.

Der Raum südwestlich Mainz war während des Tertiärs gewöhnlich ein Randgebiet des Grabens (geringere Mächtigkeit, in vielen Horizonten ausgesprochene Randfazies: mehr Sande, Kalksedimentation, z.T. Lückenprofile). Die Sedimentation beginnt hier erst mit dem Rupel.

4. *Ölführung*

Die Ölfunde im Pechelbronner Gebiet des Elsass und die weite Verbreitung von Ölanzeichen veranlasste seit vielen Jahrzehnten immer wieder die Suche nach Erdöl. Ein wirtschaftlicher Erfolg wurde am östlichen Grabenrand aber erst ab 1935 erzielt. Damals stützten sich die Aufschlussarbeiten in erster Linie auf Drehwaagemessungen am Grabenrand. Dadurch wurden die Felder Forst-Weiher und Weingarten gefunden. Erst durch die Reflexionsseismik (etwa ab 1950) konnte die überaus verwickelte Tektonik des Grabeninneren geklärt und auch hier ölhöffige Strukturen abgegrenzt werden. Ihr ist die Entdeckung der neuen Felder zu verdanken.

Muttergesteine. Die Corbicula- und Hydrobien-Schichten müssen mit Sicherheit als Muttergesteine angesprochen werden. Auch in den Pe-

chelbronner Schichten und vielleicht im Septarienton, den Lymnäenmergeln und dem Mitteleozän (Gyttja) sind Muttergesteine enthalten. Ausserdem könnten die Bitumina der Ölschiefer des Lias z.T. mobilisiert worden sein, da er von mächtigem Tertiär überdeckt ist und die geothermische Tiefenstufe in vielen Teilen des Rheintalgrabens extrem niedrig ist (z.B. bei Landau 12,7 m). Dass tiefere Horizonte als Muttergesteine infrage kommen, ist mindestens für den mittleren und nördlichen Grabenbereich unwahrscheinlich.

Infolge der Asymetrie des Grabens haben in der Regel die Strukturen westlich der Beckenachse das grössere Einzugsgebiet. Die Tatsache, dass die grösseren Felder westlich der Beckenachse liegen, scheint damit ursächlich zusammenzuhängen.

Charakterisierung der einzelnen Felder:

Pfungstadt: (Gas)

Die Hochlage des Feldes Pfungstadt ist durch mehrere Störungen in Einzelschollen aufgelöst (siehe Abb. 46). Das Feld produziert fast reines Methan aus den Hydrobien-Schichten und dem Jungtertiär I. Die Gasführung reicht bis rund 880 m.

Stockstadt: (Öl und Gas)

Siehe Beschreibung der Felder und Abb. 44 — 46.

Eich: (Gas)

Bisher zwei produktive Bohrungen auf getrennten Schollen. Es wird aus Pliozän und höheren Hydrobien-Schichten fast reines Methan produziert (siehe Abb. 46). Ölspuren in tieferen Horizonten. Profil ähnlich Stockstadt. Fündig seit 1953.

Wattenheim:

Durch Brüche begrenzte Hochscholle in der südlichen Fortsetzung der Stockstadter Schwelle. Ölproduktion aus den Pechelbronner Schichten (bei rund 2300 m). Nur eine Bohrung fündig seit 1954. Profil ähnlich Stockstadt, jedoch mit Salzeinschaltungen in den Corbicula-Schichten.

Landau:

Seit Jahrzehnten immer wieder Aufschlussversuche wegen kräftiger Ölanzeichen. Seit 1955 fündig in Pechelbronner Schichten (zwischen

1468 und 1550 m) und Meletta-Schichten. Gute Ölspuren noch in verschiedenen weiteren Speichern. Westanstieg durch antithetische und synthetische Störungen abgeschnitten. Bisher erst drei Bohrungen abgeschlossen. Spez. Gewicht des Öles aus Pechelbronner Schichten: 0,854. Stockpunkt: + 17° C.

Rot:

Die produktive Scholle ist nach SW gekippt und im N und E von antithetischen Störungen abgeschnitten. Im W folgt der Vorschollenbruch. Das Feld ist abgebohrt; produktive Fläche ca. 0,8 × 1 km. Elf fündige Bohrungen (seit 1953). Speicher: klüftige Dolomiteinschaltungen sowie vereinzelt auch imprägnierte Sandsteinlagen des Lettenkeupers. Spez. Gewicht des Öles: 0,895. Stockpunkt: — 16° C. Mittlere Teufe: 650-670 m.

Forst-Weiher:

a) *Weiher*

An kleine geschlossene Aufwölbung der Randstaffel gebunden. Speicher: Schilfsandstein (mittlere Ober-Trias). Feld abgebohrt. Nur noch schwach produktiv. Spez. Gewicht des Öles: 0,863. Mittlere Teufe: 380-430 m.

b) *Forst*

Ölfalle im Schnitt der ostwärts ansteigenden Grabenfüllung mit antithetischer Störung. Am Südrand durch Querbruch begrenzt. Hauptförderung aus Sandstein der Oberen Lymnäenmergel bei 640-840 m. Gewicht des Öles: 0,858. – Daneben sehr geringe Produktion aus Unterem Dogger, etwa murchisonae-Schichten.

Weingarten/Werrabronn:

a) *Weingarten*

Kleine Schleppstruktur am morphologischen Randbruch; in mehreren Schollen produktiv aus Pechelbronner Schichten und Meletta-Schichten. Spez. Gewicht des Pechelbronner Öles: 0,87-0,88, des Meletta-Öles: 0,85-0,87. Seit 1954 auch im Rhät (bei rund 1080 m) fündig. Ölführender Bereich hier an Schnitt zwischen ostwärts ansteigendem Speicher und antithetischer Störung gebunden. Spez. Gewicht des Rhät-Öles: 0,875. Stockpunkt: + 7° C.

b) *Werrabronn*

Kleine Schleppstruktur am östlichen Grabenrand; etwas weniger herausgehoben als Weingarten. Produktiv in den Meletta-Schichten aus rund 480-500 m.

Noch viele Aufschussbohrungen ergaben weitere Öl-und Gasanzeichen vom Oberen Muschelkalk bis ins hohe Tertiär, jedoch ohne wirtschaftlichen Erfolg, oder die Produktionsversuche sind noch nicht abgeschlossen wie bei Dudenhofen. Es ist wahrscheinlich dass mit der Verfeinerung der seismischen Untersuchungsarbeiten und dem Fortschritt der geologischen Erkenntnisse noch weitere Felder erschlossen werden können.

TABELLE 19.

PRODUKTION DER FELDER IM RHEINTALGRABEN

	1955	Gesamtproduktion bis 31.12.55
Öl	83 150 t	322 312 t
Gas	44 972 000 Nm³	47 362 000 Nm³

ERDÖL- UND ERDGASFELD STOCKSTADT

zusammengestellt von ERNST STRAUB [22]

mit Abbildung 44—46 und Tabelle 21

Das Erdölfeld Stockstadt wurde im Jahre 1952 durch die Aufschlussbohrung Stockstadt 1 entdeckt. Die Bohrung war auf Grund reflexionsseismischer Untersuchungen angesetzt worden und traf die Sandsteine der Pechelbronner Schichten ölimprägniert an. Wenig später konnte im höheren Obermiözan (Jungtertiär I) und Pliozän, (Jungtertiär II) eine Gaslagerstätte erschlossen werden und schliesslich erwiesen sich auch die obersten Hydrobienschichten als gasführend. Inzwischen sind 21 Ölbohrungen niedergebracht worden, die alle fündig wurden und z.Zt. etwa 6 000 t Öl pro Monat fördern. Von 25 Gasbohrungen wurden 22 fündig. Ihre Monatsproduktion beträgt augenblicklich etwa 4 500 000 Nm³. Die kumulative Ölförderung bis zum 31.12.1955 beträgt 133 382 t, die kumulative Gasförderung 31 213 200 Nm³.

Schichtenfolge

Die tertiäre Grabenfüllung lässt von den Pechelbronner Schichten und dem Septarienton zu den Bunten Niederröderner Schichten und von den Cerithien- und Corbiculaschichten zum Obermiozän einen zweifachen Wechsel von marinen zu brackisch-limnischen Sedimenten erkennen. In den Corbiculaschichten kam es im Raum Stockstadt sogar zu Anhydritbildung, wenig südlich davon zu Salzabscheidung. Charakteristisch für die Schichtfolge ist der hohe Anteil an grauen, teilweise stark bituminösen Mergeln. Im ganzen Aquitan sind häufig Ölspuren und Gasanzeichen zu beobachten, so dass das Aquitan mit Sicherheit als Muttergestein für die Gaslagerstätten im nördlichen Rheintalgraben angesprochen werden kann.

Die Altersstellung und Gliederung der tertiären Schichten über dem Aquitan konnten noch nicht sicher geklärt werden. Sie wurden deshalb mit der neutralen Bezeichnung "Jungtertiär I" und "II"

---

[22] Anschrift: Dr. E. Straub, Geologe, Gewerkschaft Elwerath, Hannover, Hindenburgstr. 28.

belegt. Auch eine Abgrenzung des Tertiärs vom Quartär war bisher nicht möglich.

Während im Raum Stockstadt in der Regel die Pechelbronner Schichten auf Rotliegendes transgredieren, traf im Süden des Feldes eine Bohrung unter den Pechelbronner Schichten 62 m Mitteleozän mit einer 14 m mächtigen Gyttja an, die bis zu 90 Volumprozent organische Substanz enthält. Es handelt sich hierbei um Ablagerungen eines Süsswasser-Sees. Diese haben ursprünglich wohl eine grössere Fläche eingenommen und sind nur an tektonisch begünstigten Stellen der präoligozänen Abtragung nicht zum Opfer gefallen. Nordöstlich von Darmstadt sind mehrere Vorkommen solcher Gesteine bekannt. Das grösste und bekannteste liegt bei Messel und wird im Tagebau abgebaut und verschwelt.

Die Pechelbronner Schichten, deren nördliche Verbreitungsgrenze wenig nördlich vom Feld Stockstadt liegt, erreichen mit 80-90 m ihre grösste Mächtigkeit im Westteil des Feldes. Im Osten und Nordosten dünnen sie auf kurze Entfernung auf 20-25 m aus. Während ihr oberster Teil, das "Obere Lager" sehr einheitlich entwickelt ist, ist das "Untere Lager" sehr unregelmässig ausgebildet. Der Schnitt in Abb. 44 ist durch die Zone der günstigsten Sandausbildung geführt, die sich in Südwest-Nordost-Richtung quer durch das Feld zieht. Nordwestlich und südöstlich davon vertonen die Sande stark.

Die Natur der Speichergesteine der Hydrobienschichten konnte noch nicht voll geklärt werden. Sande sind nicht vorhanden. Ihre Porosität dürfte auf die lagenhafte Anreicherung von Ostracoden- und Diatomeen-Schälchen, auf Mergelkalk-Bänkchen und vielleicht auch auf kavernöse Dolomite und Klüfte zurückzuführen sein und ist nicht sehr hoch zu veranschlagen.

Die Gesamtmächtigkeit der Sande des Jungtertiärs I beträgt 15-20 m. Im unteren Jungtertiär II sind die Sande meist etwas dicker und reiner, dafür aber weniger häufig.

Tektonik:

Die für den Rheintalgraben charakteristische Bruchtektonik bestimmt auch das Bild der Struktur Stockstadt (Abb. 44-46). Die Öllagerstätte liegt im wesentlichen auf einer besonders stark herausgehobenen, nach Südwesten gekippten Scholle, etwa in der Mitte der

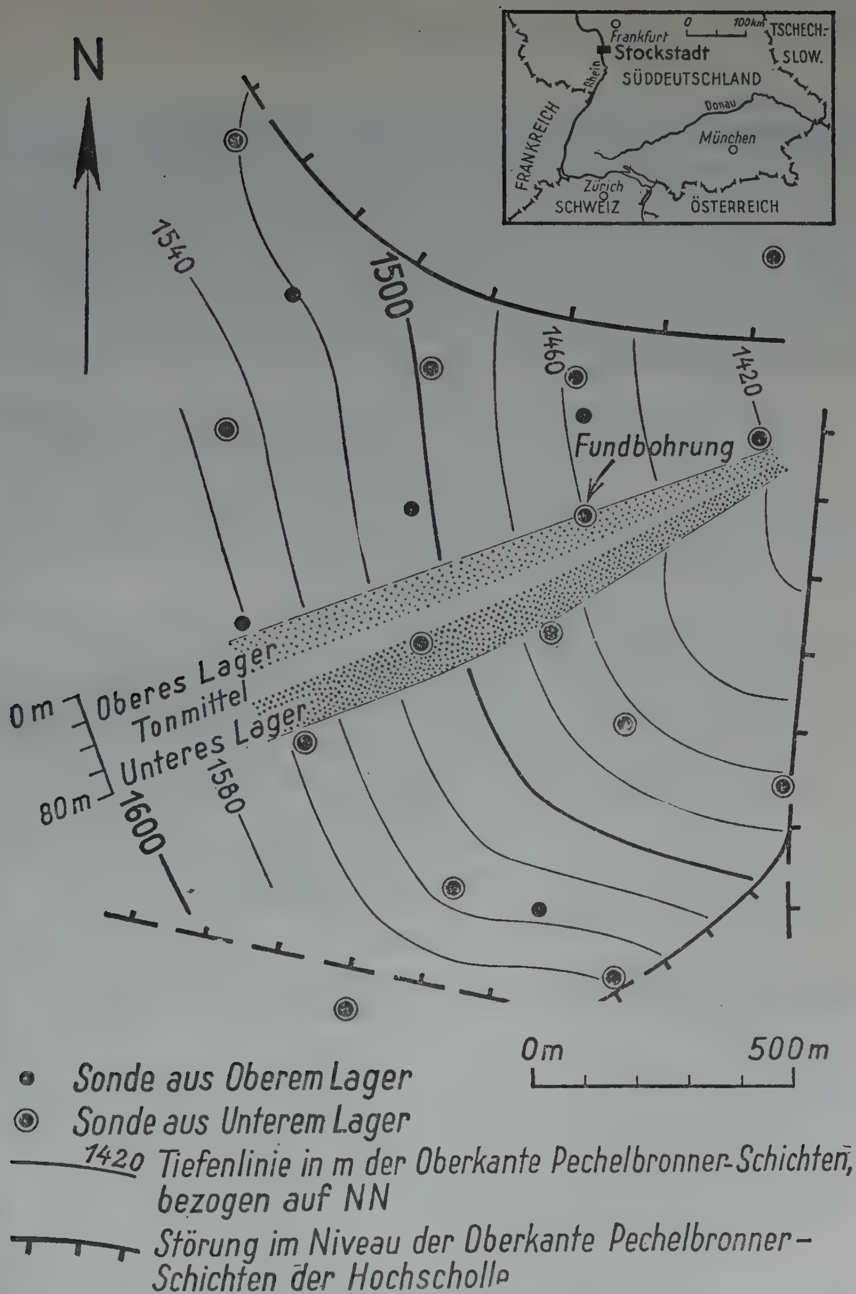


Abb. 44: Strukturkarte des Ölfeldes Stockstadt mit einem schematischen Faziesschnitt durch die Pechelbronner Schichten (4-fach überhöht).

Grabenachse. Das bestimmende Strukturelement ist eine Nord-Süd-streichende Störung mit einem Sprungbetrag von mehr als 400 m. Ihr mehr oder weniger zugeordnet sind eine Reihe weiterer antithetischer, teilweise sehr flacher Störungen, die das Gasfeld, das eine wesentlich grössere Ausdehnung aufweist als das Ölfeld, in mehrere Schollen gliedern. Durch synsedimentäre Tektonik weist besonders das Miozän in den einzelnen Schollen beträchtliche Mächtigkeitsunterschiede auf.

Öl- und Gasführung

Die ölführende Fläche der Hauptscholle hat eine Nord-Süd-Erstreckung von etwa 1300 m, eine mittlere Ost-West-Erstreckung von etwa 1000 m. Im Westen ist das Untere Lager etwa ab 1700 m verwässert, wobei die Randwasserlinie in den einzelnen Sandhorizonten verschieden tief liegt. Für das Obere Lager ist die Tiefenlage des Wasserkontaktes noch nicht ermittelt.

Durch eine Bohrung wurde am Südrand des Feldes eine neue, wenig herausgehobene Scholle nachgewiesen, auf der die Pechelbronner Schichten ebenfalls ölimprägniert sind. Die Bohrung, die das Untere Lager geöffnet hat, fördert allerding etwas Wasser mit. Ob hier noch eine wesentliche Erweiterung des Feldes möglich ist, bleibt abzuwarten. Auf der im Norden an die Hauptscholle anschliessenden Tiefscholle konnte durch eine Bohrung ebenfalls eine geringe Produktion aus dem Unteren Lager erzielt werden. Der Träger ist hier allerdings nur noch gering mächtig (reine Sandmächtigkeit 2 m) und schon teilweise verwässert, so dass diesem Fund wenig Bedeutung zukommt, zumal die Bohrung auf der strukturhöchsten Stelle der Scholle stehen dürfte.

Im Feld Stockstadt wird ein Leichtöl (spezifisches Gewicht 0,82-0,84) gewonnen, das infolge eines grossen Anteils an leicht flüchtigen Bestandteilen sehr hochwertig ist. Allerdings besitzt es einen relativ hohen Paraffingehalt. Er beträgt im Oberen Lager etwa 8%, im Unteren Lager bis 40%, wobei die strukturtiefsten Sonden die höchsten Werte aufweisen. Das Gas/Öl-Verhältnis liegt bei 12:1.

Die verschiedenen Gesteinseigenschaften des Oberen und des Unteren Lagers machen es erforderlich, dass beide getrennt ausgebeutet werden. Der Bohrabstand beträgt im Mittel 400 m. Bei den Bohrungen auf das Untere Lager wird er etwas variiert, je nach den Erfordernissen der stark wechselnden Sandverhältnisse. Während die Bohrungen auf das Obere Lager wegen der geringen Durchlässigkeit des Trägers

von Anfang an gepumpt werden mussten, betrug bei den Bohrungen aus dem Unteren Lager der Druck am Bohrlochskopf anfangs 45 atü. Inzwischen ist der Lagerstättendruck jedoch so weit abgesunken, dass die eruptive Förderung zum Erliegen kam. Massnahmen zur Druckerhaltung sind in Vorbereitung.

Im Gasfeld Stockstadt haben wir einen recht komplizierten Lagerstätten-Typus vor uns (Abb. 45). Einmal wirken die Störungen abdichtend, so dass die Verteilung von Gas und Wasser auf jeder Scholle verschieden ist (nicht selten grenzen an Störungsflächen gasführende

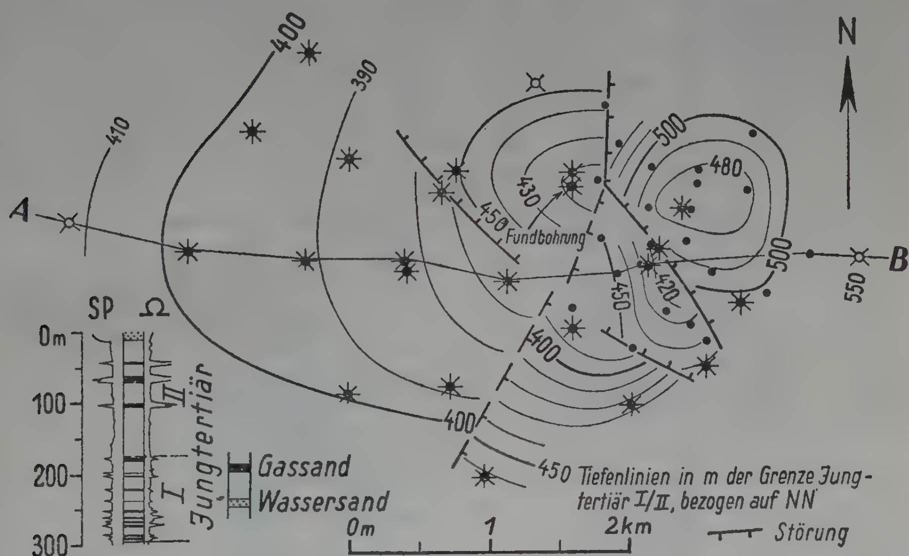
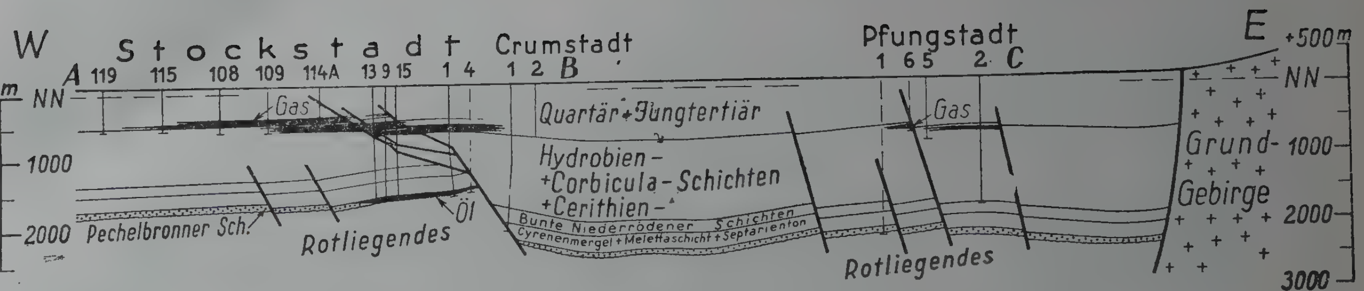


Abb. 45: Strukturkarte des Erdgasfeldes Stockstadt mit einem Schlumberger-Standard-Diagramm des gasführenden Teiles des Jungtertiärs.

an wasserführende Schichten). Zum anderen sind Hydrobienschichten, Jungtertiär I und Jungtertiär II voneinander vollkommen unabhängige Lagerstätten-Stockwerke. Ja, sogar innerhalb dieser Stockwerke ist keine einheitliche Gas/Wasser-Grenze vorhanden. Ihre absolute Tiefenlage kann von Horizont zu Horizont verschieden sein und dadurch in strukturtieferen Bohrungen zu einem mehrfachen Wechsel von gasführenden und verwässerten Lagen führen.

Insgesamt wurde Gas zwischen 385 und 770 m Tiefe angetroffen. Im einzelnen beträgt die vertikale Strecke, auf die sich die gasführen-



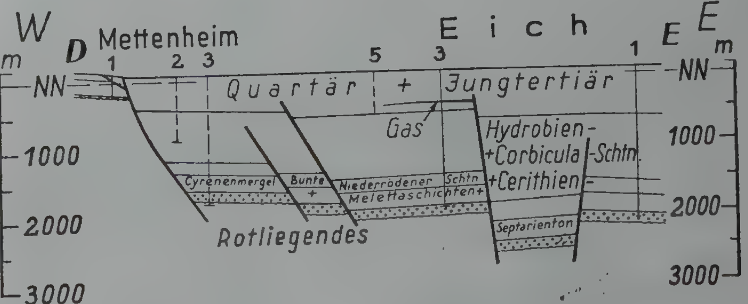




Abb. 46: Schnitt durch den nördlichen Rheintalgraben.

Tabelle 21.

STRATIGRAPHISCHE TABELLE FÜR DAS ÖL– UND GASFELD STOCKSTADT

Formation			Lokale stratigraphische Bezeichnungen	Mächtigkeit in m	Petrographie	Fazies u. Transgression	Produktive Öl- und Gashorizonte	Öl-(°) u. (+)
Quartär	Holozän			bis 2	Humus, Lehm und Sand			
Quartär	Pleistozän			90—130	Sand und Kies	fluvioglazial		
Tertiär	Pliozän		Jungtertiär II	200—250	oben grauer, unten bunter Ton mit Lagen von Feinsand, Grobsand und Feinkies	fluviatil-limnisch		
Tertiär	Pliozän		Jungtertiär II	30—75	Grobsand und Feinkies mit Lagen von buntem Ton	fluviatil		
Tertiär	Pliozän		Jungtertiär II	135—180	grauer und bunter Ton mit einzelnen Grobsandlagen; Braunkohlebänkchen	limnisch	einzelne, je bis 10 m mächtige Sande Por. 20—30% Perm. *)	+
Tertiär	Miozän	Aquitan	Jungtertiär I	90—140	Bunter Mergelstein mit Lagen von wechselnd mergeligem Staub und Feinsandstein	limnisch	zahlreiche Sande, jeweils höchstens einige Meter mächtig Por. bis 30% Perm. bis 1000 mdy	+
Tertiär	Miozän	Aquitan	Hydrobienschichten obere	500—600	grauer, bituminöser Mergel- und Mergeltonstein, häufig feingeschichtet und häufig mit Dolomitbänkchen	limnisch-brackisch	lagenhaft angereicherte Mikrofossilien? kavernöse Dolomite? Mergelkalke? Klüfte? Por. ? Perm. ?	+
Tertiär	Miozän	Aquitan	Hydrobienschichten unt.	85—110		brackisch		
Tertiär	Miozän	Aquitan	Corbicula-schichten	60—70	grauer, bituminöser Mergelstein, häufig durch Kalklamellen fein geschichtet; gelegentlich dünne Anhydritlagen	brackisch-salinar		
Tertiär	Miozän	Aquitan	Cerithienschichten	120—240	grauer und grünlichgrauer Mergelstein, teilweise bituminös	marin-brackisch		
Tertiär	Oligozän	Chatt	Bunte Niederröderner Schichten	160—200	oben bunter, unten graugrüner Mergelstein mit Lagen von wechselnd mergeligem Feinsandstein	limnisch-brackisch		
Tertiär	Oligozän	Chatt	Cyrenenmergel	170—200	grauer Mergelstein	brackisch		
Tertiär	Oligozän	Rupel	Melettaschichten		grauer Mergelstein im Wechsel mit feinkörnigem Kalksandstein	brackisch-marin		
Tertiär	Oligozän	Rupel	Septarienton	40—55	dunkelgrauer Tonstein und Mergeltonstein, bituminös	marin		
Tertiär	Oligozän	Sannois	Pechelbronner Schichten	bis 25	feinkörniger Kalksandstein im Wechsel mit buntem Mergelstein		feinkörnige Kalksandsteinbänke, Gesamtmächtigkeit bis 10 m Por. bis 30% Perm. bis 130 mdy	°
Tertiär	Oligozän	Sannois	Pechelbronner Schichten	bis 20	bunter Mergelstein	brackisch-marin		
Tertiär	Oligozän	Sannois	Pechelbronner Schichten	3—45	Fein- bis Grobsandstein mit Zwischenlagen von grauem und buntem Tonstein	Transgr.	Fein- bis Grobsdst., teils rein, teils tonig, Gesamtmächtigkeit bis 25 m Por. bis 30% Perm. bis 7000 mdy	°
Tertiär	Eozän	Mittel-Eozän	Messeler Schichten	0— { 14	Gyttja, schwarzbraun			
Tertiär	Eozän	Mittel-Eozän	Messeler Schichten	26	grauer Siltmergelstein	limnisch		
Tertiär	Eozän	Mittel-Eozän	Messeler Schichten	22	Sandstein, Konglomerate und Brekzien	Transgr.		
Perm	Rotliegendes			nicht durchbohrt	braunroter und graugrüner Tonstein, wechselnd sandig	terrestrisch		

*) da die reineren Grobsandlagen nicht verfestigt sind, konnte kein Material für exakte Durchlässigkeitsmessungen gewonnen werden. Die Durchlässigkeit ist in diesen Horizonten hoch zu veranschlagen.

den Horizonte verteilen, bis zu 300 m. Auf die Hydrobienschichten können davon bis zu 130 m entfallen. Die Ausbeutung erfolgt so, dass sukzessive von unten nach oben jeweils relativ kurze Strecken geöffnet werden. Um den meist nur dünnen, sehr verschieden durchlässigen und nicht selten vertonenden oder auskeilenden Speichern Rechnung zu tragen, wurde ein Bohrlochabstand von 800 m gewählt.

Das Gasfeld Stockstadt ist weitgehend abgebohrt, seine Abgrenzung allseitig bekannt. Die Ost-West-Ausdehnung der gasführenden Fläche beträgt etwa 4500 m, die Nord-Süd-Ausdehnung im Westen 3000 m, im Osten 2000 m, wobei allerdings in den strukturtieferen Teilen nur noch einige wenige Horizonte Gas enthalten. Das gewonnene Gas besteht zu 96-98% aus Methan und stellt daher einen wertvollen Rohstoff für die chemische Industrie dar.

VIII. DAS SÜDDEUTSCHE MOLASSEBECKEN [23]

zusammengestellt von OTTO HEERMANN

mit Tafel VII und Abbildung 47

Das Molassebecken, die tertiäre Vortiefe zwischen Donau und Alpenrand, hat durch die ersten Öl- und Gasfunde seit 1953 für die Erdölexploration ein erhöhtes Interesse gewonnen.

Erdöl wurde im Molassebecken zwischen Genf und Wien erstmalig seit 1917 in Leoprechting (Oberösterreich) am Nordrand des Beckens östlich des Inn in geringen Mengen gefördert. Erdgas in Oberösterreich (Wels), in Brunnenbohrungen des Passauer Innviertels und Schweröl-Asphaltspuren am Nordrand des Beckens bei Ehingen, 20 km südwestlich von Ulm, insbesondere am Nordrand des schweizerischen Molassebeckens, wie auch vereinzelte Ölspuren in der gefalteten Molasse im Süden wiesen auf das Vorhandensein von Kohlenwasserstoffen in diesem Becken hin.

Tektonisch ist das Molassebecken gekennzeichnet durch das flache Einfallen des Beckenuntergrundes nach Süden und durch Bruchtektonik. Faltung ist im Molassebecken nur auf den Südrand gegen die Alpen zu beschränkt. Zeitlich im Jungmiozän erfolgt, ist sie ein junger Vorgang in der Geschichte des Molassebeckens, jünger als die Bildung derjenigen Strukturen in der Vorlandsmolasse, welche die bisher nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasvorkommen bedingen.

Tektonisch ist die Zone der subalpinen gefalteten Molasse als ein Bestandteil des alpinen Baukörpers zu betrachten mit nordvergenter Faltung und nordwärts gerichteten steilen Aufschiebungen. Entlang dem Nordrand der Alpen treten mit östlichem Achsenanstieg Nordvergenz der Faltung und Überschiebung zurück, um östlich des Chiemsees in eine einfache steile Aufschleppung gegen den angeschobenen alpinen Körper zu grenzen. Die Zone der gefalteten Molasse und das nördliche Vorland stehen tektonisch in keinem Zusammenhang. Sie sind im Westen begrenzt durch eine steile Aufschiebung, eine steile

23 Anschrift: Dr. O. Heermann, Chefgeologe, Mobil Oil AG., in Deutschland, Celle, Postfach, 110.

Anschleppung der Vorlandsmolasse. Dem nördlichen Becken der Vorlandsmolasse fehlen alle Strukturformen einer Einengungstektonik. Die Zone der gefalteten Molasse ist in den letzten Jahren im Rahmen der Molassekartierung Gegenstand eingehender Untersuchungen gewesen, deren Ergebnisse stratigraphisch und tektonisch für die Auswertung der Aufschlussergebnisse in der gefalteten Vorlandsmolasse von Bedeutung sind.

Das Molassebecken zwischen der Zone der Faltenmolasse und seiner Nordbegrenzung gegen das Weissjura-Plateau der schwäbisch-fränkischen Alb und das Kristallin der Böhmischen Masse im Osten ist in seinem tektonischen Bau nicht einheitlich. Der Nordostteil des Beckens südlich des Kristallins der Böhmischen Masse trägt ausgesprochene Züge saxonischer Bruchtektonik des Unterbaus der Molasse. Die Grenze des Gebietes flachgründigen Tertiärs gegen das eigentliche Molassebecken ist gravimetrisch durch das herzynisch streichende und nach Südosten abtauchende Schwerehoch von Landshut – Neuötting angedeutet, welches auch reflexionsseismisch als strukturelles Hochgebiet erkannt, an herzynisch streichenden Abschiebungen gegen das eingentliche Molassebecken abtaucht (Landshut – Neuöttinger Störungszone).

Das Becken zwischen böhmischem Kristallin und seinem Abbruch gegen den eigentlichen Molassetrog zeigt Spuren einer intensiven praetertiären Tektonik mit steilem Einfallen der Oberkreide, welche ihrerseits nach Reflexionsseismik Weissjura diskordant transgressiv zu überlagern scheint. Bohrungen am Südost-abtauchenden Ende des Landshut-Neuöttingen Hochs (Gendorf-Kastl) haben eine Heraushebung des vormesozoischen Untergrundes festgestellt, mit Transgression der Lattorf-Sande über steil einfallendem Oberkarbon mit Arkosesandsteinen und kohligen, pflanzenführenden Schiefertonen, deren Liegendes, vermutlich Kristallin, nicht erreicht wurde.

Diese alte Schwelle ist während der Ablagerung des Tertiärs wieder belebt worden und hat mit bis in das Helvet hinaufreichender Bruchbildung den "Inneren Molassetrog" im Süden von dem vom Inn nach Nordwesten in das Gebiet des flachen Molasseschelfs südlich der Böhmischen Masse hineingreifenden "Braunauer Trog" mit seinem Malm-Oberkreide Untergrund getrennt. In dieses Becken hinein ist auch das sonst auf den inneren Molassetrog beschränkte Rupel mit nach Westen abnehmender Mächtigkeit und basalen Sanden vorgestossen.

Herzynische Bruchtektonik tritt südwestlich der Landshut-Neuöttin-

ger Störungszone zurück zugunsten der das innere Molassebecken bis dicht vor dessen Aufschleppung gegen die Faltenmolasse beherrschenden Alpenrand-parallel streichenden antithetischen Bruchtektonik. Im westlichen Teil des Molassebeckens treten im tektonischen Bau wieder aus dem nördlichen Vorland herausrückende Strukturelemente des mesozoischen Untergrundes hervor, eine Erscheinung, welche dem Bau des Molassebeckens auch in seinem östlichen Schweizer Anteil bis in das Gebiet der schwach gefalteten Vorlandsmolasse südlich des Schweizer Jura eigen ist.

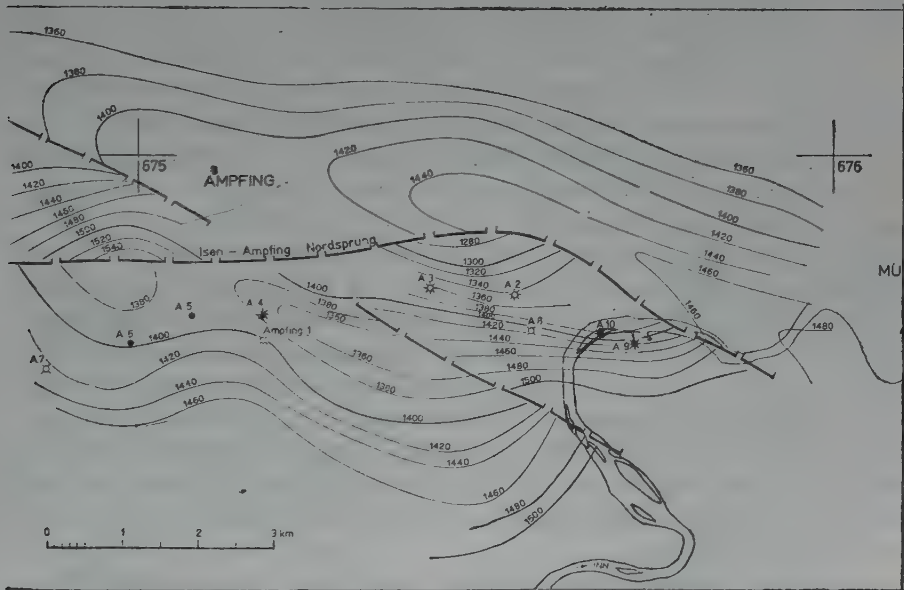


Abb. 47: Feld Ampfing. Strukturkarte von der Oberkante des Ampfinger Sandsteins (Unter-Oligozän, Tiefenlinien in m).

Strukturen im südlichen inneren Molassebecken sind, prae-Helvet in ihrer Anlage, wahrscheinlich schon im Aquitan abgeschlossen. An der einzigen bisher durch mehrere Bohrungen untersuchten antithetischen Störungszone Ampfing-Isen ist die Erdölführung an strukturelle Hochgebiete der südlichen Hochscholle gebunden.

Erdöl- und Erdgasführung im Feld Ampfing (Abb. 47) stammt aus den basalen Lattorf-Sandsteinen, welche nach Westen (Steinkirchen) auskeilen. Von hier nach Westen (Steinkirchen-Isen) ist die bisher

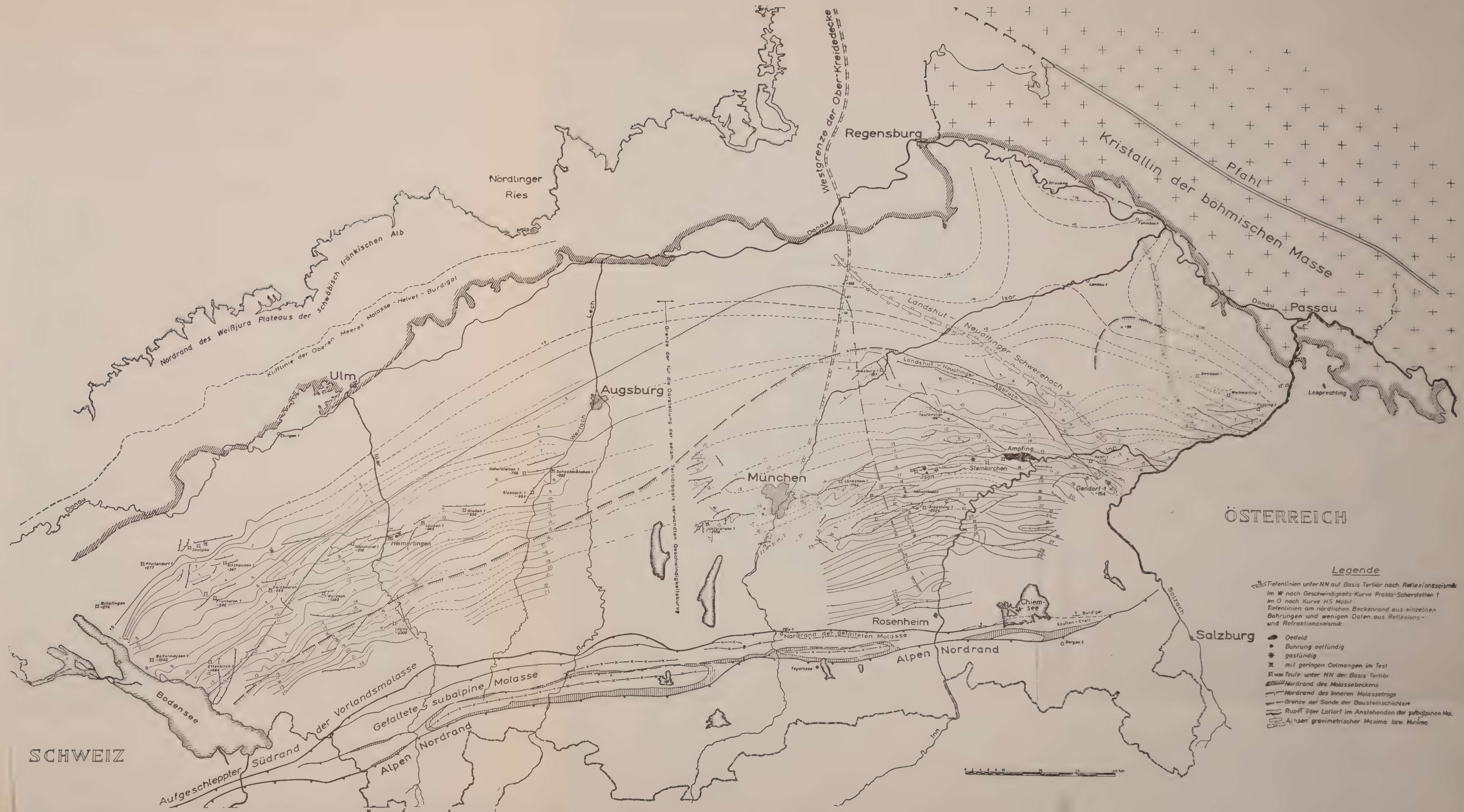
nachgewiesene Erdgasführung an nach Osten (auf Ampfing zu) auskeilende Sande im Rupel gebunden. Die Lagerstättenbildung ist hier eindeutig tektonisch und nicht an stratigraphische Bedingungen wie auskeilende Speichergesteine gebunden. Letztere dürften in höheren Teilen des Molasseprofils, in den Sanden des Chatt, eine für Erdöl- und Gasansammlung wesentliche Rolle spielen. Sie sind beim heutigen Stand der Aufschliessung aber noch nicht hinreichend bekannt.

Grösste Tertiär-Mächtigkeiten liegen in der Vorlandsmolasse in deren südöstlichem Teil. Die stärkste Absenkung der Tertiärbasis in diesem Raum findet im gravimetrischen Bild, im Minimum des München-Wasserburger Troges, ihr Abbild und ist vor allem aus der reflexionsseismischen Kartierung der Tertiärbasis erkennbar. Es ist dies der Teil des Molassebeckens, in welchem die grösste Mächtigkeit der ölhöffigen marinen Schichtfolge des Oligozän zu erwarten ist.

Die tertiäre Beckenfüllung setzt in diesem Teil des Molassebeckens mit geringmächtigen Relikten von marinem Obereozän (Priabon), transgredierend auf Oberkreide, ein, im Osten überlagert von Lattorf mit einem basalen Sandstein, der aus dem Raum Steinkirchen nach Osten über Ampfing nach Kastl-Gendorf an Mächtigkeit zunehmend, das älteste Speichergestein der Molasse darstellt. Mit dem den Sandstein bzw. Oberkreide überlagernden Lithothamnienkalk und Fischschiefer des Lattorf setzt eine im inneren Molassebecken gleichförmige Schichtfolge der Tonmergelserie des Rupel und tieferen Chatt ein. Diese enthalten Sandsteineinlagerungen, deren räumliche Verteilung noch nicht ganz bekannt ist, die aber in den bisher niedergebrachten Bohrungen neben Ölspuren auch produktive Gaslagerstätten (Isen und Steinkirchen) führen.

Mächtige Sandschüttungen setzten im Chatt der ostbayerischen Molasse, bis dicht unter die Basis des Aquitan heraufreichend, ein und keilen nach Osten, östlich von Ampfing, völlig aus. Die räumliche Verteilung dieser Sande ist zu wenig bekannt, um stratigraphische Erdölmöglichkeiten im Bereich des Auskeilens übersehen zu können, deren Untersuchung eine wichtige Aufgabe zukünftiger Exploration sein wird. Aus der Schichtfolge der jüngeren miozänen Beckenfüllung hat das Burdigal im äussersten Osten des deutschen Molassebeckens mit nach Norden zu auskeilenden Sanden ein besonderes Interesse durch den Gasfund der Bohrung Gendorf 1 bekommen.

Die tektonische Gliederung der Vorlandsmolasse in das flachgründige nördliche Schelfgebiet und das Gebiet des eigentlichen



Tafel VII: Strukturkarte der Basis des Tertiärs im süddeutschen Molasse-Becken.

Molassetroges im Süden, tritt im westlichen Teil des Beckens nicht so klar hervor. Antithetische Bruchtektonik im alpinen Streichen, das tektonische Charakteristikum des ostbayerischen "Inneren Molassetroges", reicht hier weiter nordwärts in den Teil des Beckens, welcher nicht mehr die für den Osten charakteristische ältere tertiäre Schichtfolge enthält. (Tafel VII.)

Diese ist im Westen auf den Südteil des Molassebeckens beschränkt und wurde bisher westlich des Lech nur durch die südlichste Bohrung, Legau 1, erreicht. Im überwiegenden nördlichen Teil des westlichen Molassebeckens beginnt die tertiäre Beckenfüllung mit einer marinen Sandsteinfolge, welche mit den altchattischen Bausteinschichten der subalpinen Molasse gleichgestellt wird. Diese Sande, welche beckenrandwärts und nach Osten gegen das ostbayerische Becken auskeilen, haben in mehreren Bohrungen in der westlichen Molasse Ölspuren und geringe Mengen von Leichtöl sowie in den Bohrungen Heimertingen 4 und 5 die erste wirtschaftliche Ölförderung erbracht.

Die Bedingungen der Ölansammlung in diesen Sanden sind noch nicht geklärt. Im Gegensatz zu den Öl- und Gasfunden der Ostmolasse scheint diese nicht tektonisch bedingt. Es liegt der Verdacht nahe, dass diese Erdölvorkommen Reste einer ursprünglichen weiteren Verbreitung von Erdölansammlungen darstellen, welche einer allgemeinen Auswaschung der Sande durch aus dem Malm des Untergrundes aufsteigendes Karstwasser entgangen sind. Über die Schichtfolge der Molasse im westlichen Teil des Beckens sind seit 1949 eingehende Untersuchungen ausgeführt worden.

Die Erdölvorkommen in den basalen Sanden des Tertiärs, in den Bausteinschichten im Westen und in den Lattorf-Sandsteinen im Osten, stellen ein offenes Problem in der Frage der Herkunft des Öles. Diese ist, nachdem beide Trägergesteine sowie Oberkreide und Jura des Untergrundes kaum als Lieferanten infrage kommen, in einer noch nicht erschlossenen Schichtfolge im Liegenden der Speichersande im Süden zu suchen. Neben der Schichtfolge der älteren oligozänen Molasse im Westen scheint eine Möglichkeit, dass die Kreide des helvetischen Ablagerungsraumes sich in den bisher noch nicht erschlossenen Südteil des Molassebeckens hinein erstreckt und dass in dieser Muttergesteine vorhanden sind, nicht ganz abwegig zu sein. Unabhängig von diesen Ölvorkommen an der Tertiärbasis dürften Ölspuren und Gasvorkommen im Rupel und Chatt des inneren Molassebeckens als primär angesehen werden.

Die Ölvorkommen des Molassebeckens (Ampfing, Heimertingen, Isen, Tegernsee) haben 1955, 11 244 t geliefert, wovon 8 897 t aus dem Feld Ampfing stammen. Die kumulative Förderung betrug zum 31.12.1955, 16 069 t, davon sind 9 099 t Öl aus Ampfing.

IX. LITERATURVERZEICHNIS

Das Verzeichnis enthält nur Arbeiten, die nach 1947 veröffentlicht worden sind; denn in dem Buch "Erdöl und Tektonik in Nordwestdeutschland". Amt für Bodenforschung, Hannover/Celle, 1949, —mit Vorträgen der Erdöltagung in Hannover vom September 1947 ist die wichtigste ältere Literatur aufgeführt worden.

Amt f. Bodenforschung, Abt. Erdöl: Neue Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland. Erdöl & Kohle, 8.Jg., Hamburg 1955.

Bartenstein, H. & Brand, E. *Mikropaläontologische Untersuchungen zur Stratigraphie des nordwestdeutschen Valendis.* Abh. Senckenb. Naturf. Ges. 485, Frankfurt a.M., 1951.

Behrmann, R. B. *Geologie und Lagerstätte des Ölfeldes Reitbrook bei Hamburg.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle, 1949.

Bentz, A. *Geologische Probleme der Erdölsuche in Nordwestdeutschland.* Erdöl & Kohle, *1*, Hamburg 1948.

— *Erdölgeologie.* Naturf u. Medizin *48* (Geol. u. Paläont.) Wiesbaden 1948.

— *Salzstöcke.* Naturf. u. Medizin, *48* (Geol. u. Paläont.) Wiesbaden 1948.

— *Bau und Erdölhöffigkeit des Molassetrogs von Oberbayern und Oberschwaben.* Erdöl & Kohle, *2*, Hamburg 1949.

— *Ergebnisse der erdölgeologischen Erforschung Nordwestdeutschlands* 1932-1947, *ein Überblick.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Schätzung der Erdölvorräte Deutschlands.* Erdöl & Kohle, *3*, Hamburg 1950.

— *Die Entwicklung der Erdölgeologie.* Z. deutsch. geol. Ges., *100*, Hannover 1950.

— *Erdölaufsuchung in USA und Deutschland. Ein Vergleich.* Erdöl & Kohle, *4*, Hamburg 1951.

— *Zur Geschichte der Emsland-Ölfelder.* Z. deutsch. geol. Ges., *102*, Hannover 1951.

— *Germany.* The Science of Petroleum, VI, pt. 1, Oxford University Press 1953.

Bentz, A. *Die Entwicklung der deutschen Erdölproduktion. Rückblick und Ausblick.* Erdöl & Kohle, *6*, Hamburg 1953.

— & Closs, H. *Developments in geophysical and geological exploration for oil in Germany* 1951-1954. Proc. Fourth World Petr. Congr. Sect. I/F., Rom 1955.

— & Schott, W. *Bildung von Erdöl-Lagerstätten in Deutschland.* V.D.I. *97*, Düsseldorf 1955.

Bessin, B. *Zur Stratigraphie des Ölfeldes Georgsdorf* (Emlichheim). Z. deutsch. geol. Ges., *102*, Hannover 1951.

Bettenstaedt, F. *Paläogeographie des nordwestdeutschen Tertiär mit besonderer*

Berücksichtigung der Mikropaläontologie. Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— & WICHER, C. A. *Stratigraphic correlation of Upper Cretaceous and Lower Cretaceous in the Tethys and Boreal by aid of microfossils.* Proc. Fourth World Pet. Congr. Sect. I/D., Rom 1955.

BEYER, H. A. *Überblick über die Gewinnung von Öl aus Ölschiefern.* Erdöl & Kohle, 5, Hamburg 1952.

BLUMENROEDER, J. *Die Erdölsuche im Oberelsass.* Bull. Schweiz. Ver. Petr. Geol. u. Ing., 20, Riehen/Basel 1953.

BOIGK, H. *Bemerkungen zur regionalen Tektonik des Emslandes.* Geol. Jb., *71*, Hannover 1955.

BOIGK, H. & KRZYWICKI, E. *Die Erdölbohrtätigkeit des Jahres* 1953 *in Westdeutschland.* Erdöl & Kohle, 7, Hamburg 1954.

BRAND, E. *Geologische Ergebnisse einiger Aufschlussbohrungen im Raum Diepholz-Rheden.* Erdöl & Kohle, 7, Hamburg 1954.

— *Ergebnisse neuerer Aufschlusstätigkeit im Raum Rehden-Aldorf.* Erdöl & Kohle 9, Hamburg 1956.

BREYER, FR. *Der Salzstock von Etzel.* Erdöl & Kohle, 3, Hamburg 1950.

— *Tektonik und Erdölführung des Feldes Georgsdorf (Emsland).* Z. deutsch. geol. Ges. *102*, Hannover 1951.

— *Ergebnisse seismischer Messungen auf der süd- deutschen Grossscholle im besonderen im Hinblick auf die Oberfläche des Varistikums.* Z. deutsch. geol. Ges., *108*, Hannover 1956.

— & LÖGTERS, H. *Georgsdorf, ein Ölfeld im Emsland.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

CLOSS, H. *Zum Schwerebild der Salzstrukturen Nordwestdeutschlands.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

DEECKE, H. *Schichtfolge u. Tektonik des Rotliegend-Zechstein-Salzaufbruches von Heide.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

DEICHER, O. *Erdgas in Deutschland.* Erdöl-Z. *71*, Wien-Hamburg 1955.

ELBERSKIRCH, W. & LEMCKE, K. *Zur Tektonik der nordalpinen Molassesenke.* Z. deutsch. geol. Ges., *105*, Hannover 1955.

FABIAN, H. J. *Ergebnisse der bisherigen Aufschlusstätigkeit im Gebiet Emsland.* Erdöl & Kohle, 6, Hamburg 1953.

— *Gegenwärtiger Stand der Erschliessung des Erdölfeldes Rühlertwist.* Erdöl & Kohle, 6, Hamburg 1953.

— *Ergebnisse der Zechsteinbohrungen Suttrup 1 und Lieme 1.* Erdöl & Kohle, 6, Hamburg 1953.

— *Das Tertiär im nördlichen Westemsland, seine Gliederung und Verbreitung im Bereich der Ölfelder Emlichheim u. Rühlertwist.* Neues Jb. Geol. Paläont, Mh. 9, Stuttgart 1953.

— *Das Tertiär im südlichen West-Emsland (seine Gliederung u. Verbreitung vornehmlich im Bereich der Strukturen Nordhorn u. Itterbeck-Uelsen.* Neues Jb. Geol. Paläont. Mh. 5, Stuttgart 1954.

— *Das Erdölfeld Emlichheim.* Erdöl & Kohle, 7, Hamburg 1954.

— *Oberkarbon und Rotliegendes in neueren Bohrungen im Münsterland sowie in der östlichen und nördlichen Umrandung der Rheinischen Masse.* Erdöl & Kohle, 7, Hamburg 1954.

— *Carbon-Ratio-Theorie, geothermische Tiefenstufe u. Erdgas-Lagerstätten in Nordwestdeutschland.* Erdöl & Kohle, 8, Hamburg 1955.

— & Helms, H. v. *Geologisch-geophysikalische Untersuchungen im Raume Meppen, westlich der Ems.* Erdöl & Kohle, 6, Hamburg 1953.

Fabian, H. J. & Schmidt, H. *Paralisches Oberkarbon in der Bohrung Lieme 1, östlich Bielefeld.* Geol. Jb., *68*, Hannover 1953.

Fahrion, H. *Zur Gliederung und Paläogeographie des Tertiärs im Raum Celle-Gifhorn-Ülzen.* Erdöl & Kohle, 2, Hamburg 1949.

— *Die Struktur Calberlah und ihre regionale Stellung.* Neues Jb. Geol. u. Paläont, Abh. *97*, S. 57-58, Stuttgart, 1953.

— & Rühl, W. *Zur Geologie und Förderung des Ölfeldes Wesendorf.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

Forche, F. *Der Neustadt-Engelbosteler Sattel.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

Füchtbauer, H. *Transport und Sedimentation der westlichen Alpenvorlands molasse.* Heidelb. Beitr. Mineral. u. Petrogr., *4*, Heidelberg 1954.

— *Die Sedimentation der westlichen Alpenvorlandsmolasse.* Z. deutsch. geol. Ges., *105*, Hannover 1955.

— *Zur Petrographie des Bentheimer Sandsteines im Emsland.* Erdöl & Kohle, *8*, Hamburg 1955.

Gaertner, H. R. von. *Petrographische Bearbeitung des Rotliegenden aus der Untersuchungsbohrung Limbergen 1.* Z. deutsch. geol. Ges., *104*, Hannover 1953.

— *Geologische Übersichtskarte der Süddeutschen Molasse* 1:300 000 *mit Erläuterungen.* Bayr. geol. L. A. München 1955.

— *Geotektonische Übersichtskarte von Nordwestdeutschland* 1:100 000, *nebst Erläuterung.* Reichsamt Bodenforsch., Celle 1947/48.

Gothan, W. *Zur Bitumenklassifikation.* Erdöl & Kohle, *2*, Hamburg 1949.

Gripp, K. *Inlandeis u. Salzaufstieg.* Geol. Rdsch., *40*, Stuttgart 1952.

Haus, H. A. *Zur paläogeographischen Entwicklung des Molassetroges im Bodenseegebiet während des Mittl. Miozäns.* Mittl. Bad. Geol. L. A., *48*, Freiburg 1951.

— *Das Molassebecken im südwestdeutschen Gebiet.* Bull. Ver. schweiz. Petr. Geol. u. Ing., *19*, Basel 1952.

Hecht, F. *Die Tiefbohrungen bei Pfungstadt und der Bau des Rheintalgrabens im Raum um Darmstadt.* Erdöl & Kohle, *6*, Hamburg 1953.

— & Helms, H. & Kehrer, W. *Reflection-seismic exploration of Schleswig-Holstein, Germany, and its geological interpretation by well data.* Proc. Fourth World Petr. Congr. Sect. I/F, Rom 1955.

Hedemann, H. *Sedimentationsverhältnisse des unteren Dogger beta, besonders seiner Sandsteinbänke im Nordwest-Teil des Gifhorner Troges.* Roemeriana I, Clausthal 1954.

HEERMANN, O. *Grundlagen und Ergebnisse der Erdöl-Aufschlusstätigkeit in Norddeutschland seit* 1930. Erdöl & Kohle, *1*, Hamburg 1948.

— *Der tektonische Nordrand des Hannoverschen Beckens.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Erdölgeologische Grundlagen der Aufschlussarbeiten im ostbayrischen Molassebecken.* Bull. Ver schweiz. Petr. Geol. u. Ing., *21*, Nr. 60, Basel 1954.

— *Bau und Erdölhöffigkeit des ostbayrischen Molassebeckens.* Erdől & Kohle, *8*, Hamburg 1955.

— *Application of seismic reflection methods to German salt dome structures.* Int. Geol. Congr. Rept. 18. Sess., Part. V, Great Britain, 1948.

HEIDORN, F. *Über den westdeutschen Zechstein und seine Einfügung in das paläogeographische Bild der Zechsteinformation.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

HINSCH, W. *Miozängliederung in den Erdölfeldern Heide und Bramstedt.* Neues Jb. geol. Paläont., Mh. *8*, Stuttgart 1955.

HOFFMANN, F. & RÜHL, W. *Oil mining in Germany.* Prod. Monthly 17, Bradford, Pa. 1953.

HOFFMANN, K. *Lias und Dogger.* Naturf. u. Medizin *48* (Geol. u. Pal.), Wiesbaden 1948.

— *Zur Paläogeographie des nordwestdeutschen Lias und Dogger.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Über Dogger in Schleswig-Holstein.* Vortrag Deutsch. Geol. Ges. Hannover 1951. Z. deutsch. geol. Ges. *104*, Hannover 1952.

— *Die Paläogeographie des nordwestdeutschen Doggers.* Erdöl & Kohle, *5*, Hamburg 1952.

— *Liasgerölle im nordwestdeutschen Dogger.* Geol. Jb. *71*, Hannover 1956.

— & SCHOTT, W. *Oil Accumulation and the Jurassic System in North-West Germany.* Proc. Fourth World Petr. Congr. Sect. I/A3, Rom 1955.

ILLIES, H. *Ein Schnellverfahren zur Abgrenzung und tektonischen Beurteilung glazial überschotterter Salzstrukturen.* Erdöl & Kohle, *6*, Hamburg 1953.

JÄGER, W. *Der geologische Werdegang des Salzstockes Wietze-Hambühren.* Geol. Jb. Beih. *6*, Hannover 1952.

KEHRER, W. & ANDRES, J. *Ergebnisse neuer geophysikalischer Untersuchungen im nördlichen Schleswig-Holstein und Versuche ihrer geologischen Deutung.* Neues Jb. Geol. Paläont. Abh. *97*, Stuttgart 1953.

KEHRER, W. & SCHAD, A. *Das Erdölfeld Fuhrberg.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

KESSLER, W. *Über das Gasfeld Bentheim.* Z. deutsch. geol. Ges. *102*, Hannover 1951.

— *Betrachtungen über des deutsche Erdgas.* Bohrtechnik u. Brunnenbau, *4*, Berlin 1953.

KIRCHHEIMER, F. *Erdöl im badischen Bodenseegebiet.* Erdöl & Kohle, *2*, Hamburg 1949.

KOCH, E. *Die strukturelle Entwicklung der Nordwest- und Nordflanke des Salzstockes von Wathlingen (Ölfeld Nienhagen).* Geol. Jb., *68*, Hannover 1954.

KRAISS, A. *Entwurf einer regionalen Tektonik von Schleswig-Holstein u. Nordosthannover.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

LEMCKE, K. *Zur Gliederung u. Paläogeographie der ungefalteten Molasse im westlichen Alpenvorland.* Z. deutsch. geol. Ges. *105*, Hannover 1955.

LEMCKE, K., v. ENGELHARDT, W. FÜCHTBAUER, H. *Geologische und sedimentpetrographische Untersuchungen im Westteil der ungefalteten Molasse des süddeutschen Alpenvorlandes.* Geol. Jb., Beih. 11, Hannover 1953.

LÖGTERS, H. *Neue Erkenntnisse zur Geologie im Erdölfeld Georgsdorf.* Erdöl & Kohle, *2*, Hamburg 1949.

— *Das Erdöl im Emsland, Entstehung, Erschliessung und wirtschaftliche Bedeutung.* Sonderdruck Grafschafter Heimatkalender, Bentheim 1950.

— *Paläogeographie, Tektonik u. Erdölvorkommen im Emsland.* Z. deutsch. geol. Ges., *102*, 8, Hannover 1951.

— *The genesis of oil deposits in the Emsland area (Germany) and their phases of development.* Proc. 3rd Wld. Petrol. Congr. Sect. I, Leiden 1951.

— *Über die Erdölbohrtätigkeit des Jahres* 1950 *in Deutschland.* Erdöl & Kohle, *4*, Hamburg 1951.

— *Die Erdölbohrtätigkeit des Jahres* 1951 *in Deutschland.* Erdöl & Kohle, *5*, Hamburg 1952.

— *Erdölerschliessung in Deutschland.* Umschau *53*, Frankfurt 1953.

LOTZE, F. *Die orogenen Kräfte bei der saxonischen Gebirgsbildung.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

MALZAHN, E. *Die Erdölbohrtätigkeit des Jahres* 1952 *in Westdeutschland.* Erdöl & Kohle, *6*, Hamburg 1953.

MAYER-GÜRR, A. *Klassifizierung der deutschen Erdölfelder nach energiemässigen Gesichtspunkten.* Erdöl & Tektonik, Hannover/Celle 1949.

MEMPEL, G. *Erdöl im Paläozoikum zwischen Harz und Rheinischem Schiefergebirge?* Erdöl-Z. *72*, Wien 1956.

NATHAN, H. *Geologische Ergebnisse der Erdölbohrungen im Bayrischen Innviertel.* Geol. Bavarica Nr., 1, München 1949.

NOTTMEYER, D. *Stratigraphische und tektonische Untersuchungen in der rheinischen Vorbergzone bei Siebeldingen-Frankenweiler.* Mitt. Pollichia (Bad Dürkheim, Museum) III. Reihe, *2*, Grünstadt 1954.

PHILIPP, W. *Die Juratröge im nordwestdeutschen Tiefland.* Neues Jb. Mineral., usw., Mh., H. 10, Stuttgart 1954.

PROSCH, E. v. *Über die Strukturen am NW-Rand des Münsterschen Beckens.* Z. deutsch. geol. Ges., *102*, Hannover 1951.

RICHTER, M. *Der westalpine Molassetrog.* Erdöl & Kohle, *1*, Hamburg 1948.

RICHTER-BERNBURG, G. *Anlage und regionale Stellung des saxonischen Beckens.* Erdöl & Tektonik, Hannover/Celle 1949.

ROLL, A. *Die strukturelle Entwicklung und die Geschichte der Salzstockbildung im Hannoverschen Becken.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Gestalt u. Erdölführung des nordwestdeutschen Beckens. Ein Überblick.* Neues Jb. Mineral usw. Abt. B, Mh., Stuttgart, 1949.

— *Jurassic Troughs and Oil Deposits in Northwest Germany.* Proc. Third World Petrol. Congr. Sect. I, Leiden 1951.

— *Der unmittelbare Nachweis des vindelizischen Rückens unter der süddeutschen Molasse.* Geol. Rdsch., *40,* Stuttgart 1952.
— u. andere: *Die Erdölaufschlussbohrung Scherstetten 1 südwestlich Augsburg.* Geol. Bavarica Nr. 24, München 1955.
Roll, A. *Über die Geschichte der Salzstöcke in der Braunschweiger Bucht.* Geol. Rdsch. 35, Stuttgart 1948.
Rübesame, O. *Verzeichnis der Arbeiten über Methoden u. Ergebnisse der Erkundung von Erdöl im Norddeutschen Tiefland.* Schrift. Bibl. u. Büch. Wesen in Sachsen-Anhalt, Leipzig 1953.
Rühl, W. *Bedeutung u. Aufgaben sekundärer Erdölausbeutung in Deutschland.* Erdöl & Kohle, *1,* Hamburg 1948.
— *Zur Frage des Haftwassergehaltes in Ölspeichergesteinen.* Erdöl & Kohle, *2,* Hamburg 1949.
— *Aufgaben und Ergebnisse sekundärer Erdölgewinnungsverfahren.* Erdöl & Kohle, *3,* Hamburg 1950.
— *Entölung von Erdöllagerstätten durch Sekundärverfahren.* Geol. Jb. Beih., *4,* Hannover 1952.
Seibold, E. *Erdölgeologische Probleme in Süddeutschland.* "Aus der Heimat" *60,* Öhringen 1952.
Seitz, O. *Kreide.* Naturh. u. Medizin *48* (Geol. u. Pal.), Wiesbaden 1948.
— *Zur Paläogeographie des Wealden und der Pompeckj'schen Schwelle.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.
— *Vorschlag zur Anpassung der deutschen an die internationale Gliederung der Oberkreide.* Z. deutsch. geol. Ges. *104,* Hannover 1952.
Selzer, G. *Erdöl im Saarland.* Unsere Heimat an der Saar, *2,* 1954.
Schad, A. *Neue stratigraphische Ergebnisse im nordwestdeutschen Tertiär.* Jber. Naturhist. Ges. Hannover *94/98* (1946/47), Hannover 1947.
— *Das nordwestdeutsche Tertiär.* Naturh. u. Medizin, *48,* (Geol. u. Pal), Wiesbaden 1948.
— *Stratigraphische Auswertung von elektrischen Bohrlochsmessungen.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.
— *Die Bedeutung der Bohrung Karlsruhe 1 für die Beurteilung des Tertiärs im Rheintalgraben.* Neues Jb. Geol. Paläont., Abh. 97, Stuttgart 1953.
Schlüter, H. *Das Ölfeld Steimbke-Rodewald und die Struktur Anderten-Lichtenhorst.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.
Schmidt, O. *Entwicklung und Ergebnisse des Erdölfeldes Dalum.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.
Schmidt, W. F. *Die Molasse im nördlichen Hegau.* Z. deutsch. geol. Ges. *104,* Hannover 1952.
Schott, W. *Erdöl und Erdölhöffigkeit in Schleswig-Holstein.* Erdöl u. Kohle, *1,* Hamburg 1948 u. Naturw. Ver. Schlesw.-Holst., Kiel 1948.
— *Weissjura.* Naturf. u. Medizin, *48* (Geol. u. Paläont.) Wiesbaden 1948.
— *Trias.* Naturf. u. Medizin, *48* (Geol. u. Paläont.), Wiesbaden 1948.
— *Ergebnisse der Erdölbohrtätigkeit in Nordwestdeutschland.* Geol. Fören. Förhandl. *71,* Stockholm 1949.

— *Zur Paläogeographie des nordwestdeutschen Malm.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Über die Erdölbohrtätigkeit des Jahres* 1949 *in Nordwestdeutschland.* Erdöl & Kohle, *3,* Hamburg 1950.

— *Erdöl in Nordwestdeutschland.* Chemiker Zeit., *74,* Heidelberg 1950.

— *Der Obere Weisse Jura und die tiefste Unterkreide im deutsch-holländischen Grenzgebiet.* Geol. Jb. *65,* Hannover 1950.

— *Der geologische Bau der Erdöl- und Erdgasfelder in Niedersachsen.* Jb. Geog. Ges., Hannover 1953.

— *Geologische Ergebnisse und wirtschaftliche Erfolge der westdeutschen Erdölbohrtätigkeit im Jahre* 1954. Erdöl & Kohle, *8,* Hamburg 1955.

STEGHAUS, H. *Über die Möglichkeit einer Gliederung des Weiss-Jura von Dalum.* Ver. naturf Ges. Freiburg, *43,* Freiburg 1953.

STILLE, H. *Die saxonische Tektonik im Bilde Europas.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

STRAUB, E. W. *Über einen Fund von fraglichem Mitteleozän im Erdölfeld Stockstadt bei Darmstadt.* Notizbl. Hess. L.A. Bodenfarsch, *83,* Wiesbaden 1955.

STROBEL, E. *Das Erdölgebiet Nienhagen-Hänigsen.* Bergbau-Rdsch. H. 6, Bochum 1950.

— *Zur Geologie der Struktur Altencelle-Oppenhausen.* Neues Jb. Geol. Paläont. Abh. 97, Stuttgart 1953.

TEICHMÜLLER, R. *Das Oberflächenbild des Salzdomes von Segeberg in Holstein.* Z. deutsch. geol. Ges., *98,* Hannover 1948.

THEOBALD, N. *Geologische Entwicklung des Rheintales.* Erdöl & Kohle, *7,* Hamburg 1954.

TUNN, W. *Erfahrungen mit dem Mikrolog in deutschen Erdölfeldern.* Erdöl & Kohle, *5,* Hamburg 1952.

VOIGT, E. *Das Norddeutsch-Baltische Flachland im Rahmen des europäischen Schollenmosaiks.* Mitt. Geol. Staatsinst. *23,* Hamburg 1954.

WAAGEN, L. *Die Erdgasvorkommen Vorarlberg.* Bergbau- u. Bohrtechn. Zeitg., *65,* Wien 1949.

WAGNER, W. *Das Erdöl im Rheintalgraben mit besonderer Berücksichtigung der Neubohrungen im Untermiozän Hessens.* Z. deutsch. geol. Ges., *100,* Hannover 1950.

— *Der Erdgasausbruch von Wolfsbehlen.* Umschau *51,* Frankfurt a.M. 1951.

— *Das Gebiet des Rheintalgrabens während des Mesozoikums und zu Beginn seiner tertiären Ablagerungen.* Notizbl. Hess. L.A. Bodenforsch., *81,* Wiesbaden 1953.

WEBER, H. *Zur Geologie der Erdölfelder Wietze und Thören.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Erdölgeologische Aufschlussergebnisse in Schleswig-Holstein.* Erdöl & Kohle, *5,* Hamburg 1952.

— *Erdölgeologische Aufschlussergebnisse in Westholstein.* Erdöl & Kohle, *6,* Hamburg 1953.

WICHER, C. A. *Zur mikropaläontologischen Gliederung des nichtmarinen Rhät.* Erdöl & Kohle, *4*, Hamburg 1951.

WIONTZEK, K. H. *Die Suche nach Erdöl.* ABC des Erdöls, 2, Heidelberg u. Mainz 1952.

WIRTH, E. *Das Tertiär des Oberrheintals.* Naturf u. Medizin *48* (Geol. u. Paläont), Wiesbaden 1948.

WIRTH, E. *Die Erdölvorkommen von Bruchsal in Baden.* Geol. Jb. *65*, Hannover 1951.

— *Grundlagen und Aussichten der Erdölsuche im Rheintalgraben.* Z. deutsch. geol. Ges., *105*, Hannover 1954.

— *Die nördliche Verbreitungsgrenze des Unteroligozäns im Rheintalgraben und ihre wirtschaftliche Bedeutung.* Notizbl. Hss. L.A. Bodenforsch, *85*, Wiesbaden 1954.

WOLBURG, J. *Ergebnisse der Biostratigraphie nach Ostracoden im nordwestdeutschen Wealden.* Erdöl u. Tektonik, Hannover/Celle 1949.

— *Der Nordrand der Rheinischen Masse.* Geol. Jb. *67*, Hannover 1952. *Schwellen und Becken im Emsland-Tektogen mit einem paläogeographischen Abriss von Wealden u. Unterkreide.* Geol. Jb., Beih. 13, Hannover 1953.

ZÖBELEIN, H. *Beiträge zur Kenntnis der Faltenmolasse im westlichen Oberbayern.* Erdöl & Kohle, 5, Hamburg 1952.

DENMARK

(DINAMARCA)

OIL AND GAS DEPOSITS

By THEODOR SORGENFREI

No major gas or oil field has been located in Denmark until now (1956).

A minor shallow gas field was developed around the city of Frederikshavn in the northern part of the country during World War II. The gas occurs in sand lenses of marine interglacial beds of the Pleistocene at depths between 70 to 100 m and 170 to 190 m below surface. From 1941 to 1956 about 43 million cubic meters of gas has been produced. The annual output was 1.7 million cubic meters in 1955.

ESPAÑA

LA INVESTIGACION PETROLIFERA EN ESPAÑA

Por Antonio Almela y
Rafael Sánchez Lozano

I antecedentes

El interés por la posible existencia de petróleo en el subsuelo de España, puede decirse que se inicia con el siglo actual y como es lógico y previsible, va aumentando a medida que se extienden las aplicaciones de este magnífico combustible, hasta adquirir el rango de sustancia de primerísima necesidad, al perfeccionarse y multiplicarse hasta el infinito, el motor de explosión.

En sus comienzos, la técnica de la investigación petrolífera está aún muy atrasada y sólo se descubren aquellos yacimientos más superficiales, escoltados por una serie de manifestaciones petrolíferas muy llamativas, caso que, por desgracia, no se presenta en España.

Así, pues, aquí, la actividad en este sentido, se reduce a la solicitud de demarcaciones caprichosamente delimitadas y basadas solamente en algunas manifestaciones bituminosas más o menos abundantes. A esta marcha lenta en problema tan vital, contribuye también la primera guerra mundial, que nos aisla más o menos de los países primeros productores de petróleo y no deja que nos lleguen sus métodos de prospección.

Queda, por lo tanto, la actividad en este sector de nuestra economía, prácticamente reducida a la solicitud de demarcaciones mineras, hasta después de la terminación de la guerra, y más concretamente, hasta el año 1921, en que el elevado precio del crudo y el rápido incremento del consumo, da lugar a la creación de unas cuantas sociedades, que aumentan considerablemente las denuncias solicitadas al descubrir nuevos y abundantes indicios petrolíferos.

De estas entidades, unas se constituyen sólo con fines especulativos, pero otras realizan algunos sondeos situados casi siempre sin un estudio geológico previo, que permita conocer si existe una estructura favorable y en caso afirmativo, el punto de ataque más conveniente. Los trenes de sondeo de que se disponía, eran notoriamente inadecuados para esta clase de trabajo, y si a esto se añade que en la mayoría de los casos, las sociedades se constituían con capital muy reducido y con proyectos muy poco ambiciosos, se comprenderá perfectamente que acompañara el fracaso a todos estos intentos.

Unido a esto la creación del Monopolio, que prohibe la libre venta del petróleo que se pudiera hallar, trae como consecuencia la paralización casi completa de la prospección petrolífera en los años sucesivos.

Para dar una idea de la ligereza con que se ubicaban la mayoría de los sondeos, bastará señalar las condiciones geológicas de algunos de los emplazamientos.

En el Condado de Treviño (Vizcaya), se perforó un sondeo de 641 m. de profundidad, en un sinclinal del Oligoceno lacustre. En Elorrio (Vizcaya), se ejecutó otro de 600 m. en un Eocretáceo en posición vertical. En Jaizquibel (Guipúzcoa) se hizo otro sondeo de 500 m. y en Tona (Barcelona) otro de la misma profundidad, ambos situados en sendos monoclinales sin sellar y el primero en capas muy levantadas.

Algunos otros más, hasta la cifra de doce, tenemos noticia de que han sido realizados por empresas particulares, y todos ellos, salvo uno, con el mismo desconocimiento de las condiciones elementales para el almacenamiento del petróleo. Sólo se salva de esta crítica el realizado en el Valle de Gastiain (Navarra), al parecer ubicado por técnicos americanos, en el eje de un anticlinal del Neocretáceo, que alcanzó la profundidad de 1.660 metros y del que surgió abundante cantidad de gas.

Coincidiendo con la actividad privada y en parte acuciado por ésta, el Estado, por medio del Instituto Geológico y Minero de España, realiza también durante este primer período, algunas investigaciones por sondeos, pero ya precedidos de los correspondientes estudios geológicos, si bien éstos consistieron únicamente en reconocimientos de superficie, no demasiado detallados, y sin la minuciosa técnica que

hoy se emplea en estos estudios, no muy adelantada todavía y tampoco conocida a fondo por aquellos geólogos que hacían sus primeras armas en este campo virgen de la Geología Aplicada.

El primero de los sondeos realizados, fué el de Robredo-Aedo (Burgos), perforado en el Eocretáceo, en donde alcanzó la profundidad de 1.010 m., dando varios barriles de crudo, pero por desgracia sin presión y sin que se realizaran ensayos de bombeo.

Visto el resultado alentador obtenido, se proyectó y perforó un nuevo sondeo en los mismos niveles, en el Cabo de Ajo (Santander), tratando de ver si al nivel del mar, se encontraba el petróleo a presión. Se alcanzó la profundidad de 1.200 m. sin encontrar petróleo.

También en la Sierra de Pico Frentes (Soria), cerca de los afloramientos de areniscas bituminosas de Fuentetoba, se perforó un sondeo de poca profundidad, —pues sólo llegó a 398 m., cortándose 13 niveles de areniscas asfálticas, alguno de ellos con elevada impregnación, pero la estructura es un monoclinal abierto y no cabía esperar otro resultado.

Por último en Ronda (Málaga) y Bornos (Cádiz) se perforaron sendos sondeos de una profundidad aproximada de 500 m., ubicados en anticlinales terciarios, que dieron resultados negativos.

Con esto llegamos a nuestra guerra civil, que paraliza casi totalmente las investigaciones petrolíferas de 1936 a 1939, y a partir de aquí, comienza una nueva etapa, en la que se intensifica notablemente la prospección, pero ahora ya sobre una base técnica de garantía y aplicando todos los modernos métodos y aparatos de prospección y sondeo, llegándose así al actual momento, que es el más interesante para las posibilidades petrolíferas de España.

Desgraciadamente, el ritmo a que se vienen llevando estos trabajos, aunque paulatinamente acelerado, dista bastante de ser todo lo intenso que debiera, para el interés de España, y ello es debido a que la prospección petrolífera resulta extraordinariamente cara y si se intensifica notablemente, resulta muy onerosa para la economía española, que no se puede permitir estos elevados gastos. Los estudios geológicos, que constituyen la parte más económica de la prospección, han de ser necesariamente muy detallados y por lo tanto más caros que tratándose de otras sustancias, tanto más cuanto que los reconocimientos se han de llevar a zonas mucho más extensas.

La prospección geofísica, indispensable hoy para la ubicación de cualquier sondeo, es muy costosa y necesita movilizar gran cantidad de elementos y maquinaria de elevado costo, y en cuanto a los sondeos, tanto el precio de un moderno tren de sondeo, como el costo del metro lineal de perforación, son muy altos y por lo tanto requieren presupuestos grandes si se quieren realizar campañas intensas y duraderas.

No debe extrañar, pues, que vayamos incrementando lentamente el "stock" de aparatos de geofísica y maquinaria de sondeo modernos y que en la actualidad sea todavía reducido el número de ellos de que se dispone y que en su consecuencia, se hallen bastante atrasados los reconocimientos petrolíferos en España. De no ser así, es posible que en estos momentos pudiera darse una impresión más optimista sobre nuestras posibilidades petrolíferas, a pesar de lo cual, como se verá más adelante, los últimos resultados obtenidos permiten mirar al porvenir con una moderada esperanza.

Hechas estas observaciones preliminares, vamos a dar a continuación una idea esquemática de la geología española y los indicios más importantes de petróleo, para deducir después las zonas de mayor interés y exponer a continuación las investigaciones en ellas efectuadas y los planes de trabajo para un futuro inmediato.

II SÍNTESIS GEOLÓGICA DE ESPAÑA

Desde el punto de vista de las posibilidades petrolíferas, España se puede considerar dividida en dos porciones desiguales; una zona occidental más pequeña, constituída por rocas y terrenos antehercinianos y otra mayor, oriental, en la que dominan extraordinariamente los terrenos post-hercinianos, si bien aquéllos todavía aparecen constituyendo afloramientos extensos, en el núcleo de las grandes cordilleras de origen netamente alpino.

La primera de estas dos partes en que consideramos dividido el territorio, se extiende de Norte a Sur, desde la costa cantábrica de Galicia, hasta la llamada Falla del Guadalquivir en Andalucía y avanza hacia el Este en contorno sinuoso, hasta Oviedo, Zamora, Segovia, Toledo y Ciudad Real.

Este macizo herciniano, está constituído dominantemente por cuarcitas, pizarras y areniscas, con algunas calizas subordinadas, pertene-

cientes a los terrenos primarios, desde el Precambriano probable, hasta el Carbonífero. Entre éstos, se insertan extensos batolitos graníticos, con su cortejo de rocas intrusivas variadas, que dan lugar a zonas metamórficas integradas por gneises, micacitas y pizarras metamórficas de diferentes tipos.

Este conjunto aparece violentamente plegado y comprimido por la orogenia herciniana, particularmente violenta en España, dando lugar a una compacta masa, totalmente inadecuada para contener depósitos explotables de hidrocarburos líquidos ni gaseosos, aunque en algunas zonas existan pizarras bituminosas, especialmente en el Carbonífero.

Así pues, tanto por la naturaleza misma de los extensos isleos de rocas plutónicas, como por la violencia tectónica a que se han visto sometidas las rocas paleozoicas, este macizo herciniano occidental, viene siendo sistemáticamente soslayado por todos los geólogos que en España nos preocupamos de los problemas del petróleo. No me detengo, pues, a dar más detalles de estos terrenos que, aunque con algunas características muy notables, no tienen interés desde el punto de vista petrolífero.

Igualmente quedan descartadas en su totalidad las Islas Canarias, desde nuestro punto de vista, por estar íntegramente constituídas por rocas ígneas.

El resto de nuestro territorio está formado por terrenos secundarios y terciarios que se extienden por toda la porción oriental y se continúan en un largo brazo que llega hasta Cádiz, por toda Andalucía meridional, limitado al norte por el Río Guadalquivir y la llamada falla de este mismo nombre.

Las cordilleras que constituyen el armazón de esta zona, de dominio alpino, que son: la Cordillera Pirenaica, la Ibérica, la Litoral Catalana y la Bética, muestran en sus núcleos, sendos isleos paleozoicos, de las características antes esbozadas, constituyendo masas en general importantes, acompañadas de afloramientos diseminados de menor extensión, cuya enumeración se hace innecesaria, pues pueden verse en el esquema que se acompaña.

La serie post-herciniana ofrece en su base características muy diferentes de unas partes a otras de la zona. Así, todo a lo largo del Pirineo, allá donde se la ve descansar sobre el yacente herciniano,


MAR CANTÁBRICO
FRANCIA
OCEANO ATLÁNTICO
PORTUGAL
MEDITERRÁNEO
ISLAS BALEARES
MAR
LA CORUÑA
OVIEDO
LUGO
PONTEVEDRA
ORENSE
LEON
SANTANDER
BILBAO
S. SEBASTIAN
VITORIA
PAMPLONA
LOGROÑO
BURGOS
PALENCIA
HUESCA
GERONA
SORIA
ZARAGOZA
LÉRIDA
ZAMORA
VALLADOLID
BARCELONA
TARRAGONA
SALAMANCA
SEGOVIA
AVILA
GUADALAJARA
MADRID
TERUEL
CUENCA
CASTELLÓN
TOLEDO
PALMA
CÁCERES
VALENCIA
ALBACETE
CIUDAD REAL
BADAJOZ
ALICANTE
MURCIA
CÓRDOBA
JAEN
SEVILLA
HUELVA
GRANADA
ALMERIA
MALAGA
CÁDIZ
TANGER
CEUTA
R. Miño
R. Duero
R. Tajo
R. Guadiana
R. Guadalquivir
R. Ebro
R. Jucar
R. Segura
ESCALA
0 50 100 200 Kms
Terciario predominantemente marino
Terciario continental
Cretácico
Jurásico
Triásico
Paleozoico y rocas eruptivas
LA INVESTIGACIÓN PETROLÍFERA EN ESPAÑA
ANTONIO ALMELA Y RAFAEL SANCHEZ LOZANO
BOSQUEJO GEOLÓGICO DE ESPAÑA

comienza por una serie de facies lacustre, constituída por areniscas y margas principalmente, de tonos pardos o rojos, muy pobre en flora fósil, que, no obstante, ha permitido fijar la edad permiana para estos niveles, en Asturias y en Gerona.

Esta serie pasa hacia arriba, insensible y gradualmente, a un Trías de facies germánica típica, constituído por areniscas rojas del Buntsandstein, calizas y dolomías del Muschehlkalk y margas rojas con yesos y carniolas del Keuper.

El Trías, y en especial el Bunt, es pobre en fósiles, y como no hay discordancia entre éste y el Permiano y el tránsito es gradual, es muy difícil muchas veces establecer una separación entre ambos, razón por la que en el Pirineo se habla frecuentemente de Permo-Trías, englobando bajo esta denominación el Permiano y el Buntsandstein.

El Trías de facies germánica se extiende por casi toda la España postherciniana con estas mismas características, si bien muchas veces aflora en forma diapírica y no muestra más que el Keuper, acompañado o no de retazos de caliza del Muschelkalk. Estas últimas son siempre fétidas y existen casi constantemente, pero en las provincias de Albacete y Jaén, se pasa sin interrupción del Buntsandstein al Keuper sin que se vean las calizas del Muschelkalk.

También en España se encuentra el Triásico de facies alpina, constituído predominantemente por calizas, pero en un área mucho más reducida que comprende la parte meridional de las provincias de Málaga y Granada.

Sobre el Keuper y concordante con él, aparece un paquete, a veces bastante potente, de dolomías y carniolas, que los geólogos españoles suelen denominar Suprakeuper, agregándolo al Triásico mientras que los geeólogos franceses lo llaman Infralías o Retiense y lo unen con el Liásico. Casi siempre constituye el tránsito de un terreno al otro, apareciendo en una serie continua, pero en la provincia de Huesca, se da el caso notable de que existe un gran hiato que hace desaparecer todo el Liásico y Jurásico, subsistiendo no obstante sobre las margas del Keuper el paquete de las carniolas que soporta formaciones cretáceas, aparentemente concordantes.

Sobre las dolomías y carniolas, se encuentra normalmente la serie liásica, constituída en la base por calizas muy puras y poco fosilí-

feras, sobre las que descansan margas y calizas margosas grises, tableadas, con una abundante fauna que suele comenzar en el Charmutiense y se continúa más o menos, llegando a veces hasta el Dogger.

El Liásico (y eventualmente el Dogger), aparecen casi constantemente en toda el área secundaria de España, pero excepcionalmente falta en toda la parte norte de la provincia de Huesca y en la mayor parte de la Cordillera Litoral Catalana, desde Gerona hasta Tarragona.

El Dogger y el Malm van con frecuencia unidos al Liásico, excepto en la zona pirenaica, en donde no se les ha podido determinar paleontológicamente todavía. Litólogicamente están constituídos por una alternancia de margas y calizas, con una facies parecida a la del Liásico, razón por la que la separación de ambos terrenos resulta menos fácil. Su área de sedimentación es más reducida que la del Liásico, pues falta en toda la Cordillera Pireneaica, parte de la Cantábrica y probablemente también en la mayor parte de la Cuenca Terciaria del Ebro.

En Asturias, el Liásico fosilífero, viene cubierto con una ligera discordancia, por una formación de areniscas, margas y conglomerados, de facies que recuerda mucho al Wealdense, pero que contiene frecuentes intercalaciones marinas, fosilíferas, que han permitido determinar la edad jurásica de la serie, sin que de momento se pueda precisar más.

El Eocretáceo, extiende sus depósitos por casi todo el ámbito postherciniano, pero falta también en los mismos sitios en que no se encuentra el Liásico, es decir, en la parte norte de la provincia de Huesca y en la mayoría de la Cordillera Litoral Catalana.

Pero su facies ofrece notables variaciones de una zona a otra. Comenzando por el Norte, el Cretáceo inferior forma una extensa mancha que va desde el límite de las provincias de Oviedo y Santander, al Oeste, hasta los confines de Navarra al Este, y está constituído por una facies flysch de margas pizarreñas y areniscas pardas, con frecuentes Orbitolinas y calizas arrecifales de facies urgoaptense. El espesor de esta formación es en algunas zonas extraordinario, pues llega a varios miles de metros, pero lateralmente disminuye con rapidez su potencia.

Hacia el Sur, al llegar a la provincia de Burgos, la facies cambia y pasa a ser una formación de arenas y areniscas grises y amarillas

con margas rosadas o vinosas, francamente de facies wealdense y con algunas calizas grises lacustres. Este carácter conserva el Eocretáceo más al Sur, entre Burgos y Soria, en otra gran mancha que allí existe. Continúa a lo largo de la Cordillera Ibérica, aunque con espesor ya más reducido, pero al llegar a la provincia de Teruel, se compone de un nivel inferior arenoso, lacustre, sobre el que descansan calizas urgonienses y siguen margas de facies marina, muy ricas en fósiles y con intercalaciones de calizas arrecifales con Toucasia y alguna recurrencia de margas rojas lacustres.

En el Pirineo, falta el Cretáceo inferior en la provincia de Huesca, pero más al Este, en Cataluña, reaparece este terreno, pero ya con facies marina, urgoaptense, con predominio de calizas.

En la Cordillera costera Catalana, en la vertiente marítima, aparecen desde Barcelona hasta Tarragona, calizas y dolomías urgonianas, descansando directamente sobre el Triásico. En el Sur de España, también subsiste el Eocretáceo, con facies marina.

El Albense o nivel más alto del Eocretáceo, conviene estudiarlo juntamente con el Cenomanense, pues allá donde aparece, va unido a este último piso, exista o no por debajo el Eocretáceo.

En todas las cordilleras, Cantábrica, Pirenaica, e Ibérica, hasta el límite de la provincia de Valencia con la de Alicante, allá donde aparece el Albense, está constituído por niveles muy típicos de arenas blancas con abundantes guijarrillos de cuarzo bien rodado y arcillas rojas, vinosas ó blanquecinas, a veces con capas de lignito explotable. Cuando descansa sobre formaciones de facies wealdense como sucede en Burgos y Soria, la separación de estos dos pisos, no es fácil, por su aspecto parecido y ausencia de fósiles, pero si aparece sobre un Aptense marino se diferencia muy bien el Albense por sus colores vivos y sus acusados caracteres litológicos.

A partir del borde norte de la provincia de Alicante, este piso va pasando rápidamente de la facies lacustre a la marina constituída por margas grises difícilmente separables de los niveles inferiores y superiores. A veces estas margas contienen una fauna muy rica en Ammonites (Mallorca, Murcia) y entonces la determinación de este piso es sencilla de hacer.

El Albense arenoso constituye la base de la transgresión neocretácea. Este mar avanzó profundamente por el Norte de España, en-

contrándose los vestigios más occidentales en Oviedo, al norte de la Cordillera Cantábrica y en Soto y Amio de la provincia de León, al sur de aquélla, descansando sobre formaciones paleozoicas. Más al sur, llega el Albense arenoso hasta el poniente de Segovia y provincia de Cuenca. A partir de aquí, se extiende hacia el Este por toda la zona antes señalada, pero excepcionalmente falta, como asimismo el Cenomanense, en la provincia de Huesca, parte occidental de Navarra y en el Macizo del Montsech en Gerona y Barcelona. Conviene hacer notar, que cuando están ausentes estos pisos (y entonces lo está también todo el Eocretáceo y a veces el Jurásico) el Cretáceo, Turonense, empieza por unos niveles detríticos, de aspecto muy semejante al del Albense.

El Cenomanense es dominantemente margoso y siempre marino y muy fosilífero, excepto en sus niveles inferiores, que cuando descansan sobre el Albense, muestran todavía intercalaciones arenosas de esta misma facies. Se extiende por casi toda el área secundaria de España, excepto las zonas en que se ha dicho que falta el Albense.

El resto del Neocretáceo es dominantemente calizo, con potentes niveles de caliza (Turonense, Santoniense, Maestrichtense), e intercalaciones de margas grises, francamente marino hasta llegar al Maestrichtense inclusive. El nivel último del Cretáceo, desde la provincia de Valencia hasta el Pirineo, es casi constantemente lacustre, constituyendo un Garumnense muy típico, con margas rutilantes, areniscas, conglomerados y algún banco calizo con Lychnus. El Garumnense no siempre está presente, pues en la zona axil del Pirineo, en la provincia de Huesca, está representado por unas calizas marinas difícilmente separables de los terrenos inferiores y superiores y en otras zonas no ha llegado a depositarse por haberse producido entonces una emersión.

El Eoceno, muestra dos grandes áreas de sedimentación, una al Norte y otra al Sur de España. La primera y más extensa está constituída por la parte septentrional de la Cuenca del Ebro, y en ella, comienza el Eoceno por calizas de Alveolina, solas, en el borde del Pirineo y acompañadas de episodios lacustres, rojos, más o menos importantes, en la Cordillera Litoral Catalana. Siguen a éstas, calizas con Nummulites, del Luteciense y luego margas grises del Bartoniense, pero este esquema sufre muchas variaciones de un lugar a

otro, aumentando o disminuyendo de importancia las calizas, a expensas de otros niveles de margas que se intercalan, sobre todo en la zona catalana.

Hacia el Oeste, el punto más avanzado en que aparece el Eoceno, es Villarcayo (Burgos), en donde está constituído por un débil espesor de caliza de Alveolina y algunas margas, con episodios lacustres. Sigue este terreno por toda la vertiente Sur del Pirineo, aumentando su potencia, hasta la provincia de Gerona que es donde parece que tiene la máxima, y de aquí continúa por la vertiente Noroeste de la Cordillera Litoral Catalana, disminuyendo paulatinamente de espesor, hasta la zona de Montblanch (Tarragona), en donde se ve acuñar los últimos niveles eocenos que quedaban, que eran lacustres. En todo el borde pirenaico, el Eoceno descansa sobre el Cretáceo, pero en la zona mediterránea, su substratum es, primero el granito y el Paleozoico, y sólo más al Sur se interpone entre estos terrenos y el Eoceno, primero el Triásico, al que acompaña después el Liásico y más tarde también el Cretáceo.

Tanto en la vertiente ibérica de la Cuenca del Ebro, como en el borde sur de la misma, no vuelve a aparecer ya el Eoceno, así que se puede señalar como límite meridional del área de sedimentación eocena, una línea que pasa aproximadamente por Montblanch, Lérida, Sur de Huesca, Logroño y Villarcayo.

Ya no vuelven a encontrarse sedimentos marinos eocenos, hasta entrar en la provincia de Alicante, en dode comieza una estrecha y larga cuenca de sedimentación, limitada al Norte por el Río Guadalquivir, prolongado por una línea que llega hasta el Cabo de San Antonio (Alicante), y al Sur por el macizo paleozoico de Sierra Nevada (Granada y Málaga).

Esta segunda cuenca sedimentaria eocena, está rellena de calizas y margas marinas, muy fosilíferas, sin episodios lacustres, como hemos visto que ocurre en el Pirineo, pero la violentísima tectónica que han soportado, ha hecho que en vez de aparecer el Eoceno en extensos e ininterrumpidos afloramientos, este terreno, juntamente con otros secundarios y terciarios, forma un gran mosaico de retazos en general pequeños y muy trastornados.

Fuera de estas cuencas, en la parte occidental de España, entre Cáceres y Salamanca, se encuentran algunos isleos lacustres que se

atribuyen al Eoceno por algunos restos de mamíferos encontrados, pero como reposan sobre terrenos paleozoicos, no nos interesan a nuestro efecto.

Así como el Eoceno es prácticamente marino (salvo contados episodios lacustres) en todo el ámbito nacional, el Oligoceno y Mioceno se nos ofrecen con facies lacustre en casi todo el Norte y marina en Andalucía y Levante. La Cuenca del Ebro, unida a la del Duero por el estrecho de Logroño y Burgos, nos ofrecen una extensísima área de sedimentación lacustre, en la que se depositan sin solución de continuidad niveles terciarios que comienzan sin duda ya en el piso superior del Eoceno (Ludiense) y llegan hasta el Mioceno más alto (Pontiense).

Esta potentísima serie, que en conjunto excede de los 6.000 m. de espesor, comienza en Cataluña, por unos niveles de yesos, con sales sódicas y potásicas, que se vienen atribuyendo por analogía, al Ludiense. Sigue después una monótona formación compuesta de margas rojizas, areniscas y conglomerados, en la que hacia los bordes, dominan los niveles detríticos y hacia el centro los margosos con frecuentes zonas de yesos. Esporádicamente existen algunos bancos de caliza. La serie culmina en unos bancos de caliza lacustre más fosilíferos que el resto de la formación y que se ha podido datar con precisión como Pontiense. Pero dada la continuidad de sedimentación, la monotonía de la facies y la frecuente falta de discordancias estratigráficas, se hace muy difícil deslindar, no ya los distintos pisos, sino simplemente los dos terrenos existentes.

Más al Sur, la llanura manchega, desde Madrid hasta Cuenca y Albacete, muestra una segunda cuenca lacustre, de dimensiones más reducidas que la anterior, en la que se ha depositado la misma serie oligoceno-miocena, con características análogas a las descritas.

En cambio, el Canal Bético, que se extiende entre el Guadalquivir y Sierra Nevada, continúa en comunicación con el mar abierto todo a lo largo del Oligoceno y el Mioceno, depositándose en él estos dos terrenos con facies marina y rica fauna fósil, constituídos por formaciones dominantemente margosas y molásicas. Esta cuenca sedimentaria, se extiende hasta las Islas Baleares y alcanza la costa catalana por Tarragona, depositándose allí una estrecha y larga cuenca mioce-

na, que en su extremidad suroeste es marina, pero que hacia Barcelona va pasando lentamente a la facies lacustre.

El Plioceno y el Cuaternario, ocupan áreas poco extensas todo a lo largo del litoral mediterráneo y Cádiz, en donde alcanzan el máximo desarrollo, pero sin que puedan llegar a interesarnos desde el punto de vista de la investigación del petróleo.

Veamos ahora una rápida síntesis tectónica de España, que nos ayude después a sacar consecuencias en relación con nuestras posibilidades petrolíferas.

Terminado el plegamiento herciniano de fase asturiana producido al fin de la deposición del Westfaliense, que pliega y estruja violentísimamente todos los sedimentos anteriores, quedan algunas cuencas estefanienses, en las que se depositan sedimentos de facies lacustre, de esta edad, seguidos a veces de depósitos permianos de parecida facies.

Al final del Permiano, con la fase pfálcica, se produce el hundimiento brusco y general de toda la parte oriental de la península, formándose un inmenso lago en el que se deposita el Buntsandstein constituído por areniscas rojas y frecuentes conglomerados, producto de la erosión de los macizos hercinianos. La transgresión triásica fué casi tan profunda como la del Cenomanense, pues casi siempre que existen terrenos cretáceos, tienen debajo mediata o inmediatamente el Triásico. Sólo en Oviedo, norte de León y Segovia, se ve descansar el Cretáceo sobre terrenos paleozoicos. Como a su vez el Trías reposa casi sin excepción sobre terrenos antehercinianos y sólo ocasionalmente aparece sobre el Permiano y concordante con él, (Asturias, Pirineo de Lérida), es evidente que se ha producido un gran hundimiento de carácter epirogénico, al final del Permiano. Este lago triásico, tiene una momentánea comunicación con el mar durante el Muschehlkalk, que se vuelve a cerrar después, depositándose el Keuper otra vez con facies lacustre.

En Andalucía, se abre al final del Permiano el Canal Bético en comunicación con el mar desde el primer momento, pues el Triásico se deposita con facies alpina. Este canal persiste ya todo a lo largo del Secundario y Terciario, pues todos estos terrenos se depositan con facies marina, generalmente profunda, pero se va estrechando paulatinamente a lo largo de los tiempos.

De toda la extensa área oriental de la Península, sólo queda emergido el Montseny, ya que en él se ve descansar el Eoceno sobre el Paleozoico, y tal vez algún poco de la Sierra Nevada.

Al final del Triásico, se abre definitivamente la comunicación con el mar y empiezan a depositarse los sedimentos liásicos francamente marinos. Sin embargo, esta comunicación con el mar va acompañada de un débil plegamiento que no da lugar a discordancias directamente observables, pero reduce el área de deposición del Liásico. En efecto: allá donde en España se encuentra Liásico, se puede tener la seguridad de que debajo está el Trías, pero en cambio, en los afloramientos secundarios de la provincia de Huesca, sobre el Triásico descansa el Cretáceo sin interposición de Lías ni Jura y en la mayor parte de la Cordillera Litoral Catalana, se encuentra sobre el Trías el Eoceno. No obstante, cuando aparecen juntos el Trías y el Lías, la sedimentación es continua y no se observa discordancia.

Así pues, con la primera fase paleokimmérica, se ha debido producir una isla en la provincia de Huesca, y extenderse más hacia el suroeste, hasta más allá de Tarragona, el macizo emergido del Montseny.

El Jurásico, Dogger y Malm, constituye una regresión en todo el ámbito español y su área de deposición es mucho más reducida que la del Liásico. Podemos decir del Jurásico respecto al Liásico, lo mismo que acabamos de decir de éste respecto al Trías; allá donde se encuentra Dogger o Malm, se puede tener la seguridad de que debajo existe un Lías, pero en cambio, se encuentran áreas extensas de afloramientos liásicos que soportan inmediatamente encima sedimentos cretáceos.

Así, en Asturias, no ha sido determinado paleontológicamente el Jurásico marino sobre el Lías fosilífero, pero en cambio, se ha determinado como Malm y tal vez también como Dogger, la formación de areniscas, margas amarillentas y rojizas y conglomerados de cuarzo, que ocupan una extensa zona que va desde cerca de Gijón, hasta más allá de Lastres. En el resto de las cordilleras Cantábricas y Pirenaica, tampoco se ha podido determinar paleontológicamente el Jurásico, si bien en los modernos estudios realizados en la zona de Reinosa (Santander) y todavía inéditos, parece haberse comprobado por lo menos la presencia del Dogger.

En la Cordillera Litoral Catalana, no se conoce el Jurásico hasta la porción más meridional, en la que se han encontrado abundantes faunas jurásicas en la zona de Tortosa (Tarragona).

Tampoco en el Maestrazgo (Teruel y Castellón); pero ya en la provincia de Valencia (Buñol) se ha podido separar el Jurásico, así como en Murcia (Sierra de Ricote), en donde se encuentra un Jurásico muy completo que llega hasta el Titónico y se continúa sin interrupción hasta el Neocomiense por lo menos. Lo mismo sucede ya en Andalucía, en donde existen algunos ricos yacimientos de Ammonites del Titónico (Cabra-Córdoba).

Vemos que durante el Jurásico han quedado emergidas extensas zonas del territorio nacional, tales como las cordilleras Cantábrica y Pirenaica, la Litoral Catalana en su mayor parte y también la mayoría de la actual Cuenca terciaria del Ebro y parte del macizo valenciano, quedando dos profundos surcos hundidos; la Cordillera Ibérica y el Canal Bético, en los que se han depositado sedimentos de profundidad. Otra área de deposición del Jurásico, la constituye la zona de Tortosa, sin duda unida a las Islas Baleares, en las que también se encuentran sedimentos de esta edad.

Al comienzo del Eocretáceo, se produce una nueva transgresión, extendiéndose el área de sedimentación de este terreno, aunque sin llegar a ocupar la totalidad de la superficie del Liásico.

Se deposita el Eocretáceo en una extensa área que comprende las provincias de Santander y Vascongadas (Vizcaya, Alava y Guipúzcoa), se continúa por todo el ámbito de la Cordillera Ibérica, el Maestrazgo hasta la desembocadura del Río Ebro, Valencia, Alicante, Albacete y Murcia, y el Canal Bético que continúa permanentemente hundido bajo las aguas. Queda emergida durante este período, Asturias y la mayor parte (la occidental) de la cuenca del Duero, unidas al Macizo Herciniano, parte occidental de la Mancha, desde Madrid hasta cerca de Cuenca, igualmente unidos a aquel macizo y la vertiente Sur Pirenaica hasta aproximadamente el centro de la Cuenca del Ebro en las provincias de Navarra y Huesca. El mar eocretáceo forma un golfo hacia el sur en la provincia de Lérida y toda la vertiente noroeste de la Cordillera Litoral Catalana queda emergida, pero no la vertiente opuesta porque en ella, desde Barcelona a Tarragona, se encuentran sedimentos de esta edad.

En la zona cantábrica, en el triángulo formado por Santander, San Sebastián y Vitoria, se depositan espesores muy fuertes de facies más o menos semejante a la wealdense. El resto del área de deposición, está ocupada por sedimentos de facies marina, que sólo ocasionalmente ofrecen alguna intercalación lacustre.

A fines del Eocretáceo y principios del Neocretáceo, se produce un hundimiento general, con una invasión de los mares, extendiéndose los sedimentos cretáceos, de facies constantemente marina, por toda la parte oriental de la Península y avanzando hacia el Oeste hasta más allá de los límites del área de sedimentación triásica. Sólo queda emergida en este período la Cordillera Catalana, hasta la zona de Tortosa.

Esta curiosa cordillera, que desde los primeros tiempos posthercinianos viene mostrando emergida su extremidad nororiental, constituída por el Macizo del Montseny, va elevándose paulatina y constantemente a lo largo de todo el Secundario, no mostrando sedimentos de edad cretácea en toda su vertiente NO.

El fin del período Cretáceo señala una regresión marina que da lugar a la deposición en zonas muy extensas de un Garumnense lacustre, que muchas veces falta. Comienza entonces la emersión de la Cordillera Ibérica y el Macizo Levantino, que quedan unidos al Escudo Erciniano y comienza a depositarse en un inmenso golfo que ocupa la vertiente sur pirenaica hasta más allá de Pamplona por el oeste y hasta la zona central de la actual Cuenca del Ebro por el sur, una potente serie de Eoceno marino, en el que a veces faltan los tramos inferiores o son éstos dominantemente lacustres.

En el Canal Bético, que se extiende hasta el Cabo de San Antonio, continúa la deposición de sedimentos marinos del Eoceno.

Esta primera fase del levantamiento alpino, da lugar a una orogenia muy suave, ya que no son observables directamente discordancias, ni entre el Eoceno y Cretáceo, ni intra-eocenas.

Al final del Bartoniense, se cierra el inmenso golfo del Ebro y se forma un gran lago que se extiende más hacia el oeste, pues ocupa una gran parte de la actual cuenca terciaria del Duero.

En él se depositan enormes espesores de una serie continua que llega hasta los niveles altos del Mioceno, en virtud del hundimiento, también ininterrumpido, del fondo del lago, que va acompañado de

un plegamiento de los bordes que acusa los mismos caracteres de continuidad. Esta continuidad del fenómeno orogénico a lo largo de todo el Oligoceno y posiblemente de parte del Mioceno, lo prueba la existencia en varios sitios, de una discordancia progresiva que no se aprecia entre dos estratos consecutivos, pero que hace transgredir los niveles modernos sobre los antiguos, de características litológicas análogas.

Otro gran lago oligo-mioceno que muestra los mismos fenómenos, se forma también entre Madrid, Cuenca y Albacete.

Por el contrario, en el Canal Bético, continúa la sedimentación marina a lo largo del Oligoceno y Mioceno, terreno este último que ocupa grandes extensiones en Andalucía. Ahora bien: en el sur de España, el plegamiento alpino ha llegado con un mayor retraso, pues mientras que en la Cuenca del Ebro, el Mioceno es transgresivo sobre las formaciones anteriores y no está afectado por el plegamiento, en el Canal Bético el Burdigaliense está violentamente plegado y al SE de Orihuela (Alicante) todo el Mioceno se ve afectado más o menos por el plegamiento. Además, aquí los esfuerzos han sido mucho más violentos, dando lugar, no sólo a plegamientos, sino a arrastres y cobijaduras de intensidad varia, que complican notablemente el problema. Luego veremos en qué grado afecta esto al problema petrolífero que es el que a nosotros nos interesa en este momento.

III. INDICIOS PETROLÍFEROS

Son muy abundantes en España los sitios en que se encuentran indicios más o menos llamativos de petróleo, tanto en estado líquido, como en residuos bituminosos, encontrándose éstos en todos los terrenos post-paleozoicos desde el Trías hasta el Eoceno. Como han sido descritos en varias ocasiones, aisladamente o en conjunto, me limitaré a hacer una breve reseña, remitiendo, para quien quiera detalles más precisos a la completa bibliografía petrolífera que aparece en el nº 38 de Notas y Comunicaciones del Instituto Geológico y Minero de España, pág. 171.

Una de las zonas en que se encuentran manifestaciones petrolíferas más interesantes es la que se extiende por Santander, Burgos y Alava.

En el Puerto del Escudo (Burgos), se encuentra una capa de arenisca del Eocretáceo de facies flysch, con una importante impregnación de petróleo, lo que ha dado lugar a muchas labores de exploración por galerías, pero la impregnación es muy irregular y no se ha considerado explotable por este procedimiento.

Cerca de este lugar, en Robredo-Aedo (Burgos) y en la misma formación, se encuentran otras areniscas también bastante impregnadas, de las que se sacó durante la primera guerra europea algunos barriles de petróleo. En vista de ello, el Instituto Geológico y Minero de España perforó en el año 1928, en una estructura próxima, un sondeo que llegó hasta los 1,010 m. cortando tres niveles de arenas impregnadas, sin presión.

En el Valle de Zamanzas (Burgos), en un anticlinal neocretáceo desmantelado, en cuyo núcleo aflora el Eocretáceo, existen también areniscas de este último nivel, con impregnación importante pero irregular, de petróleo. La Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos ha efectuado ensayos de producción por galerías, que han resultado insatisfactorios por la irregularidad de impregnación. En vista de ello, se han realizado varios sondeos por esta misma Entidad, emplazados en el Eocretáceo y que casi todos han llegado hasta el Liásico encontrando algunas impregnaciones en estos dos terrenos, pero sin que se pudiera obtener producción en ninguno de los sondeos. Se ha realizado también algún otro sondeo en estructuras próximas, pero con resultado negativo.

Otra de las manifestaciones interesantes, se encuentra cerca de Basconcillos del Tozo (Burgos), en donde existen también unas areniscas impregnadas, del Eocretáceo, que afloran en el eje de un gran anticlinal desmantelado, pero que muestra algunas fallas, una de ellas de importancia.

También en la provincia de Santander existen algunos indicios de interés, entre ellos uno en Polanco, en donde un sondeo de 700 m. realizado en busca de la prolongación del domo salino de Cabezón de la Sal dió algunos barriles de petróleo que salió en el contacto del Keuper con el Eocretáceo.

En las inmediaciones de Laredo, en la orilla del mar, también se encuentra algo de petróleo que rezuma en el contacto del Keuper con el Eocretáceo.

Si nos desplazamos más hacia el Este, encontramos otra zona también muy interesante alrededor del diapiro triásico de Maestu (Alava). En su borde se encuentra el Neocretáceo, Senonense, con una importante impregnación bituminosa que da lugar a explotaciones en Atauri y Leorza y un poco más lejos del diapiro, también se explotan minas de caliza bituminosa en San Román de Campezo y en Peñacerrada. Otras manifestaciones de menor importancia se encuentran, también en el Cretáceo, en Olazagutia y Bacaicoa (Navarra), pero la más interesante es la de Gastiain (Navarra), en donde un sondeo dió una importante producción de gas procedentes de unos niveles en la zona de tránsito del Neocretáceo al Eocretáceo.

Otra comarca de indicios petrolíferos interesantes es el borde sur del Pirineo Catalán, en una ancha faja que corre por las provincias de Lérida, Barcelona y Gerona, en donde aparecen predominantemente en el Eoceno, siendo alguna de las manifestaciones muy llamativa.

En Boixols (Lérida), a un kilómetro del pueblo y cerca del puente de la carretera, las margas grises cretáceas, presentan alguna impregnación bituminosa a veces bastante intensa. Las capas están fuertemente trastornadas y la impregnación es tal vez debida a alguna rotura.

En San Lorenzo de Morunys (Lérida), las calizas y margas luteciènses, violentamente plegadas, ofrecen también una impregnación bituminosa, pero la más notable es la que se encuentra en este mismo terreno, más al este, en el barranco de Riutort, cerca de Brocá (Barcelona), entre Guardiola y la Pobla de Lillet. Allí las margas luteciènses tienen una impregnación bastante grande, lo que dió lugar a que se perforaran varias galerías, con una longitud total importante, en las que rezuma el petróleo que se puede recoger en los charcos, en donde sobrenada a veces en bastante cantidad. Se comenzó a montar una fábrica para explotar este petróleo, pero fracasó la empresa y la fábrica está en ruinas.

Otros indicios menos llamativos, aunque también interesantes se encuentran en varios sitios de la provincia de Gerona, tales como Vallfogona, Oix, San Juan de las Abadesas, San Lorenzo de la Muga, etc., siempre en margas o calizas del Eoceno.

Si nos desplazamos hacia el sur, se encuentra en la provincia de Huesca, cerca de Escanilla, en la orilla derecha del Río Cinca, un extenso asomo de Trías, en el que se ven retazos de calizas fétidas

con una acusada impregnación asfáltica, lo que dió lugar a un intento de explotación.

También en la región central existen indicios petrolíferos de interés, en especial los que aparecen al pie de Pico Frentes, cerca de Soria. Allí se ve el Eocretáceo de facies wealdense en el que varios bancos de arenas y areniscas tienen una regular impregnación de betún asfáltico. Cerca de estas manifestaciones, se perforó un sondeo por el Instituto Geológico en el año 1929, que llegó hasta los 400 m. de profundidad y cortó un gran número de capas arenosas impregnadas, con un contenido variable de betún asfáltico que llegó hasta el 17%.

En esta misma provincia, cerca de la estación de Salinas de Medinaceli, aflora un banco de caliza dolomítica del Trías con alguna impregnación de sustancias bituminosas.

Por lo que se refiere al sur de España, Andalucía, los indicios petrolíferos son interesantes en muchas localidades.

En Garrucha (Almeria), se encontraron hidrocarburos líquidos en cuatro pozos perforados dentro de la población, al parecer debido a unos movimientos sísmicos bastante violentos. Esto dió lugar a una fiebre de petróleo que no dió resultado positivo alguno. El petróleo apareció en el Mioceno, el cual, con otros niveles terciarios, reposa sobre el Trías que aflora no lejos de allí.

En la provincia de Cádiz, los indicios petrolíferos, tales como exudaciones de aceite, emanaciones de gases, volcanes de lodo y manantiales sulfurosos, son muy abundantes en toda la provincia, lo que ha dado lugar a una serie de investigaciones, hasta ahora infructuosas.

En Villamartín se perforó a principio de siglo un pequeño sondeo en las capas del Keuper, del que se obtuvieron algunas botellas de petróleo que los naturales del país utilizaban para alumbrado. Como consecuencia de ello, el Instituto Geológico perforó en el año 1929 un sondeo en Bornos, no lejos de los indicios citados, sobre un suave anticlinical mioceno. Este sondeo que alcanzó la profundidad de 500 m., cortó 366 m. de Mioceno y Eoceno y debajo margas yesíferas triásicas, sin encontrar ningún indicio de petróleo.

Por último, entre los indicios petrolíferos interesantes hay que citar la existencia de gases naturales en Andalucía. Un sondeo realizado en la estación de Baeza (Jaén) en el año 1953, acusó la presencia de gases con alguna presión y un nuevo sondeo perforado en Ecija

(Sevilla), también puso de manifiesto la existencia de gases. Ello ha dado un renovado interés a aquella región, ya que los indicios de existencia de gas son abundantes y distribuídos en un área extensa.

Estas que se acaban de reseñar, son las manifestaciones petrolíferas que se consideran de mayor interés, pero además existen bastantes más que omitimos porque no añaden nada nuevo al problema y harían esta exposición excesivamente extensa.

IV ZONAS DE POSIBLE INTERÉS PETROLÍFERO

Al intentar extraer conclusiones del conjunto de datos que de manera esquemática se han expuesto en las páginas anteriores, se nos presentan los dos problemas fundamentales de la geología petrolífera; es a saber: posibilidad de formarse criaderos importantes de petróleo y posibilidad de existencia de estructuras que lo puedan retener y almacenar. Dicho en otros términos: ¿qué rocas madre pueden existir en la Península y en qué zonas la tectónica ha producido estructuras interesantes desde nuestro punto de vista?

El primer punto nos plantea un arduo problema, que en el estado actual de nuestros conocimientos no estamos en condiciones de resolver de manera definitiva.

Descartadas las rocas ígneas por su misma naturaleza y las primarias por la violenta tectónica a que han sido sometidas por los plegamientos de edad paleozoica, nos quedan a considerar los sedimentos secundarios y terciarios.

En primer lugar, el Triásico sólo ofrece como posibles rocas madre, las calizas y dolomías del Muschelkalk y del Suprakeuper (piso este último que consideramos equivalente al Rético). Estas dos formaciones calizas, de las que una u otra existen en las series sedimentarias de casi toda España, tienen como carácter constante una acusada fetidez, que en varios casos antes señalados se convierte en un contenido apreciable de sustancias bituminosas, que en alguna ocasión se han intentado explotar. Así pues, tanto sus caracteres petrográficos como su frecuente contenido bituminoso, hacen suponer fundadamente que sea una de las rocas que han dado origen a algunas de las manifestaciones petrolíferas existentes.

El Jurásico (incluyendo en él el Liásico, como se hace normalmente en España), es siempre marino y contiene niveles susceptibles

de constituir rocas madre, pero a pesar de ello, es el terreno que menos manifestaciones petrolíferas contiene, si bien se han encontrado impregnaciones en la región de Ronda (Málaga), Bigornia (Zaragoza) y Zamanzas (Burgos), lugar este último en donde se encontraron indicios petrolíferos en las calizas margosas liásicas cortadas en un sondeo. Además, las impregnaciones abundantes y frecuentes que se encuentran en el Eocretáceo de esta zona (Zamanzas, Hoya de Huidobro, Basconcillos del Tozo, etc.), aparecen en potentes series lacustres con niveles arenosos, que no reúnen condiciones favorables para ser rocas madre, por lo que es preciso suponer que el petróleo proviene de formaciones inferiores, jurásicas o triásicas, de las que ha emigrado a su depósito actual.

El Eocretáceo es en la zona central de España de formación lacustre y dominantemente arenoso, así que no reúne condiciones para que se le considere como posible productor de petróleo, pero en la región cantábrica es dominantemente marino y puede ser interesante desde nuestro punto de vista, como lo confirma la frecuente presencia de indicios petrolíferos, por ejemplo en la provincia de Santander. También es marino, cuando existe, en el Pirineo, Cordillera Costera Catalana y Maestrazgo (Castellón), en donde ha podido constituir algún criadero de petróleo.

El Neocretáceo contiene los únicos yacimientos de rocas asfaltíferas en explotación, por su elevada impregnación, lo que induciría a creer que fuera una roca madre, ya que es una formación constantemente marina (excepto el Garumnense). No obstante, estas impregnaciones aparecen al borde de un diapiro de margas del Keuper o en relación con él y en distintos niveles del Cretáceo, lo que indica claramente que se trata de un yacimiento secundario. Aparte de los indicios que hemos señalado, no hemos vuelto a encontrar en las extensas áreas que ocupa el Neocretáceo, indicación que nos induzca a considerar las rocas de este terreno como posibles madres.

El Eoceno catalano-aragonés, por el contrario, sobre ser predominantemente marino, tiene abundantes indicios petrolíferos, a veces muy llamativos, niveles fétidos en la parte inferior de la serie, frecuentes manantiales sulfurosos, etc., circunstancias que inducen a pensar que en este terreno se han podido formar hidrocarburos líquidos, tanto más cuanto que en muchos casos, el Eoceno descansa sobre series

secundarias en las que faltan muchos de los elementos que pueden constituir criaderos.

El resto de las formaciones terciarias en el norte de España, son lacustres y ya no nos interesan desde nuestro punto de vista. En cambio en el sur, hemos visto que la serie terciaria es casi constantemente marina y litológicamente favorable para que en algunos de sus niveles se haya podido engendrar el petróleo y los gases que tan reiteradamente se vienen encontrando.

Veamos ahora el segundo punto que nos hemos propuesto, o sea, el de la posible existencia de estructuras favorables para el almacenamiento de hidrocarburos flúidos, que lleva consigo, no sólo esto, sino al mismo tiempo, la probabilidad de que la roca depósito se encuentre a una profundidad asequible con los medios de que ahora se dispone.

Podemos considerar, desde este punto de vista, tres zonas de desigual interés: los núcleos de las cordilleras, las zonas marginales de éstas y las grandes depresiones terciarias.

La tectónica de las cordilleras españolas, es siempre muy violenta, lo que da lugar a que, bajo el recubrimiento secundario, afloren los terrenos primarios, a veces en amplias zonas y al mismo tiempo a que las estructuras estén fuertemente comprimidas y rotas, circunstancias que, en principio, inducen a dejar de lado, de momento, estos núcleos de las cordilleras.

En las zonas marginales de éstas, los pliegues son más suaves y las estructuras que exteriormente ofrecen características interesantes, son bastante frecuentes. Esto sucede, por ejemplo, en la vertiente sur del Pirineo y de su prolongación, la Cordillera Cantábrica. Ahora bien: la poca experiencia que los sondeos hasta ahora ejecutados nos proporciona, hace que estructuras que en superficie parecen bonitas y de intensidad media, en profundidad se hacen mucho más violentas, llegando incluso a desplomarse, lo que da lugar a que la sonda, después de haber perforado un considerable espesor de terreno, quede en capas verticales, sin salir de un mismo nivel, o incluso caiga en niveles superiores (sondeos de Dobro, Boltaña, Oliana). Esto no hace más que confirmar lo que ya se había visto con anterioridad del otro lado de la cordillera, en la vertiente francesa.

No obstante, la vertiente sur de la Cordillera Cantábrica, en las

provincias de Santander, Burgos y Vascongadas, ofrece una serie de estructuras de mucho interés, tanto por su tectónica suave, como por las series estratigráficas que las constituyen y los abundantes indicios petrolíferos existentes.

Más a levante, la vertiente pirenaica ofrece también estructuras de interés, si bien sea éste de grado ligeramente más reducido, por ser las series allí más potentes y aflorar en general terrenos más modernos. En efecto; muchas de las estructuras arman en el Eoceno, allí muy potente y para alcanzar incluso sus niveles bajos, si las capas están algo levantadas es necesario ir a profundidades que requieren la utilización de sondas potentes.

Además, en esta zona, existen bastantes asomos diapíricos del Keuper, en los que es frecuente encontrar indicios de petróleo e incluso impregnaciones explotables (diapiro de Maeztu). Es verdad que son diapiros aflorantes y por lo tanto las capas pueden no estar selladas, pero esto no se puede tomar como definitivo y además pueden existir otros domos que no hayan llegado a aflorar y que pueden tener entonces un gran interés.

En Levante y Andalucía, la tectónica es en general más violenta y los pliegues son más agudos y con más frecuencia rotos, razón por la que las estructuras de interés que pueden aflorar, son menos numerosas. Además hay muchos indicios de la existencia de posibles hojas de arrastre, lo que no favorece en nada la posible existencia de depósitos de hidrocarburos.

De todos modos no se pueden descartar estas extensas áreas sin haber realizado estudios más detallados que actualmente se encuentran en marcha.

Por lo que respecta a las grandes cuencas terciarias, ofrecen cada una de ellas características diferentes que hacen que el interés petrolífero no sea el mismo para todas ellas.

La extensa cuenca del Ebro está rellena en su mayor parte por sedimentos oligocenos y miocenos de facies lacustre que siempre nos han parecido de extraordinario espesor. En ella existen algunos anticlinales de gran longitud, que en parte han sido reconocidos por sondeos en la región catalana, en busca del importante yacimiento de sales potásicas que allí existe, pero que han permanecido inexplorados en la zona central de la cuenca.

Nuestra ya larga experiencia en los estudios sobre la geología española, nos hacía considerar que el espesor de estas formaciones lacustres, que había que considerar como inertes, era muy grande, razón por la que nunca habíamos aconsejado la ejecución de sondeos en aquella zona, con los medios de que se disponía. Un sondeo ejecutado recientemente en el anticlinal oligoceno de Falces (Zaragoza), ha llegado a la profudidad de 3.416 m. sin haber alcanzado la base de esta formación, lo que ha venido a confirmar nuestras apreciaciones sobre los grandes espesores de terrenos inertes que había que atravesar para alcanzar las formaciones que pueden tener algún interés petrolífero.

De todos modos, esto no quiere decir que se deba abandonar de manera definitiva esta región, sino que es necesario efectuar antes estudios geofísicos para determinar si las discordancias intra é infraoligocenas hacen aproximar más a la superficie alguna estructura cretácea que pueda constituir un depósito interesante de petróleo. Entonces sería el momento de insistir en nuevas perforaciones en esta zona.

En la Cuenca del Duero, es evidente que el Mioceno lacustre que la recubre casi por completo, descansa en su parte occidental sobre el Paleozoico intensamente plegado y por lo tanto, donde esto ocurra no nos interesa desde nuestro punto de vista. Pero más hacia el este, comienzan a aparecer, tanto en el borde septentrional, como en el meridional, diferentes terrenos secundarios, cada vez en series más complejas, por lo que la región va teniendo cada vez más interés cuando avanzamos en este sentido. Además, entonces nos vamos acercando a las zonas en que los indicios petrolíferos son más frecuentes y llamativos.

En la parte más oriental, entre Soria y Medinaceli, en medio del recubrimiento terciario asoman frecuentes estructuras cupuliformes del Cretáceo, no muy lejos de los yacimientos bituminosos de Pico Frentes, lo que concede a estas estructuras un interés no despreciable. No obstante, se ha realizado en ellas un solo sondeo profundo, tras del cual se ha abandonado la región, cuando menos momentáneamente.

Estos afloramientos aislados en medio del Terciario, parecen indicar que en determinadas zonas, el recubrimiento inerte puede ser más reducido que en la Cuenca del Ebro y por lo tanto cabe la posibilidad de que reconocimientos geofísicos pongan de manifiesto es-

tructuras ocultas, de indudable interés. Así pues, por las dos razones apuntadas, la Cuenca del Duero, en su parte oriental ofrece posibilidades dignas de estudio.

Lo mismo se puede decir de la cuenca terciaria más reducida, que se extiende desde Madrid hasta Albacete, pues en ella afloran estructuras anticlinales, secundarias, aisladas, que permiten suponer la existencia de algunas otras no aflorantes. No obstante, los indicios conocidos en esta región, son mucho menos importantes y por lo tanto el interés petrolífero es algo menor, sin que pueda descartarse en absoluto la región.

Por último, la cuenca terciaria de Andalucía, tiene características completamente diferentes que hacen variar radicalmente los términos del planteamiento del problema.

En primer lugar, la tectónica alpina ha sido allí mucho más violenta y los distintos terrenos anteorogénicos constituyen un mosaico difícil de desentrañar en donde afloran y tanto más donde quedan ocultos y su estudio ha de hacerse por procedimientos geofísicos. Esta tectónica violenta justifica la frecuencia con que aparecen los indicios petrolíferos pero al mismo tiempo indica la dificultad de encontrar estructuras favorables para el almacenamiento del petróleo.

Como contrapartida tenemos la circunstancia de que las formaciones terciarias sean casi constantemente marinas y por lo tanto la posibilidad de que estos terrenos más modernos, Oligoceno y Mioceno, hayan podido constituir rocas madre y den lugar a yacimientos de hidrocarburos, en niveles, que en las Cuencas del Ebro y Duero deben considerarse como estériles.

Las salidas de gases que repetidamente se han producido en varios sondeos, se deben sin duda a yacimientos que se han formado en los terrenos oligocenos o incluso miocenos, pues si hubieran tenido lugar en terrenos anteorogénicos, existen pocas probabilidades de que se conservasen.

Tiene pues esta cuenca terciaria un primer e inmediato interés para la localización, primero por procedimientos geofísicos y luego por sondeos, de los depósitos gaseosos que, según todos los indicios, deben existir, y en segundo término, para la búsqueda de posibles yacimientos de hidrocarburos líquidos problema de más difícil solución por las razones ya apuntadas anteriormente.

V PRESENTE Y FUTURO DE LA INVESTIGACION PETROLÍFERA EN ESPAÑA

Ya hemos señalado en la Introducción los primeros trabajos de investigación petrolífera realizados en España, consistentes todos en sondeos, en general pequeños y utilizando maquinaria inadecuada para estos fines, emplazados sin realizar ningún estudio geológico previo o con algún somero reconocimiento y desde luego sin aplicar los modernos métodos geofísicos.

Así pues, puede decirse que, por unas causas o por otras, en España no comenzó la investigación petrolífera racional y sistemática hasta el año 1939.

Por esta época, dos sociedades privadas, la Compañía de Investigaciones y Explotaciones Petrolíferas (CIEPSA) y la Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos (CAMPSA), inician sucesivas e ininterrumpidas campañas geológicas con técnicos españoles y algunos americanos, que se dedican al estudio sistemático de las extensas regiones en que se considera más probable la existencia de yacimientos de hidrocarburos.

Durante ocho años, las investigaciones se reducen a estos estudios geológicos, por no poder disponer de trenes de sondeo eficaces para las perforaciones que se preveía realizar, ya que una de las primeras consecuencias de carácter general que se obtuvieron, fué la convicción del extraordinario espesor que alcanzan rápidamente casi todas las formaciones, especialmente las que constituyen la parte norte de la Península. Esto traía como corolario, la necesidad de disponer de muy buenas y potentes sondas, capaces de alcanzar profundidades grandes, superiores a los 2.000 m., a veces hasta llegar al doble de esta cifra.

Los estudios y sondeos realizados posteriormente nos han afirmado en nuestra idea de que, tal vez en Andalucía se pueda obtener algún resultado positivo a menos profundidad, pero en la mitad norte de España, las series son casi siempre muy potentes y no parece probable poder alcanzar los niveles interesantes a menos de 2.000 m., e incluso hay zonas en las que se prevé que éstos deben quedar a profundidades superiores a los 4.000 m., lo que requiere, para atacar el problema en estos sitios, disponer de trenes de sondeo de potencia superior a la normal que se necesita en los sondeos petrolíferos de profundidad media.

Así pues, repetimos, durante estos años la actividad se redujo a estudios geológicos intensos, en espera de poder disponer de la maquinaria adecuada. No obstante, en este período la CAMPSA realizó con máquinas pequeñas algunos sondeos en el Valle de Zamanzas (Burgos), en la zona de indicios más llamativos, encontrando algunos niveles impregnados, pero sin poder obtener producción.

En 1947 CIEPSA consiguió la importación, terminadas las circunstancias anormales creadas por la Guerra Mundial, de un tren de sondeo tipo "Rotary" para 8.000 pies de profundidad, con el que realizó inmediatamente su primer sondeo profundo en el bello anticlinal eoceno de Oliana (Lérida). Se alcanzó una profundidad de 2.323 m. sin salir de una potentísima y compacta serie de margas grises luteciense-bartonienses y sin encontrar ningún indicio. Este espesor resultó imprevisto y se debe probablemente a que por la violencia del pliegue (que no se aprecia en la superficie), las margas plásticas se han acumulado de manera anormal en el núcleo del anticlinal. Visto el resultado negativo del sondeo, se abandonó la estructura.

Se perforó a continuación el sondeo de Burgo de Osma (Soria), en un anticlinal cretáceo que aflora en medio del Terciario lacustre del Valle del Duero, en el que se alcanzó la profundidad de 2,210 m. cortando Cretáceo, Liásico y Triásico, sin encontrar indicios, en vista de lo cual se abandonó esta estructura y las varias del mismo tipo que existen en la región.

En vista del desalentador resultado obtenido en este sondeo, se desistió de sondear en las otras estructuras semejantes que existen en la región, a pesar de estar más o menos próximas a las importantes manifestaciones petrolíferas de Pico Frentes, y se trasladó la maquinaria a la parte sur de la provincia de Alicante, cerca de la costa mediterránea, en donde se ejecutaron otros dos sondeos. El primero de ellos se emplazó en La Marina, junto al Mediterráneo, sobre una suave cúpula miocena, en la que se atravesó un Mioceno marino bastante potente, sin indicios petrolíferos, bajo el que se encontró un Triásico constituído por calizas dolomíticas, compactas y duras, también estériles, llegándose hasta la profundidad de 1.610 m. a que se suspendió el sondeo.

De aquí se pasó a Rojales (Alicante), en donde se realizó un nuevo sondeo, emplazado también en el Mioceno en cuyo terreno se perfo-


MAR CANTABRICO
FRANCIA
OCEANO ATLANTICO
PORTUGAL
MAR MEDITERRANEO
ISLAS BALEARES
LA CORUÑA
OVIEDO
LUGO
PONTEVEDRA
ORENSE
SANTANDER
S. SEBASTIAN
BILBAO
VITORIA
PAMPLONA
LEON
BURGOS
LOGROÑO
HUESCA
GERONA
PALENCIA
SORIA
ZARAGOZA
LERIDA
ZAMORA
VALLADOLID
BARCELONA
TARRAGONA
SALAMANCA
SEGOVIA
AVILA
GUADALAJARA
MADRID
TERUEL
CUENCA
CASTELLÓN
TOLEDO
CACERES
VALENCIA
PALMA
ALBACETE
BADAJOZ
CIUDAD REAL
ALICANTE
MURCIA
CORDOBA
JAEN
SEVILLA
HUELVA
GRANADA
ALMERIA
CADIZ
MALAGA
TANGER
CEUTA
R. Miño
R. Duero
R. Tajo
R. Guadiana
R. Guadalquivir
R. Ebro
R. Jucar
R. Segura
SONDEOS PROFUNDOS REALIZADOS DESDE 1940
CEPSA
CAMPSA
VALDEBRO
LA INVESTIGACIÓN PETROLÍFERA EN ESPAÑA
ANTONIO ALMELA Y RAFAEL SANCHEZ LOZANO

raron 1.582 m. pasándose a continuación al Triásico en el que se suspendió el sondeo, sin haber encontrado tampoco indicios petrolíferos. Estos sondeos se realizaron por haberse encontrado indicios de petróleo en un antiguo sondeo en Torrevieja (Alicante) y más recientemente en unos pocillos en la misma capital. En el sondeo de La Marina, se encontró en la base de los niveles miocenos, unas arenas sin indicios petrolíferos, pero que podían constituir una magnífica roca depósito, por lo que se desplazó la sonda un poco más al sur, pero en este nuevo sondeo de Rojales, ya no se encontraron estas arenas ni tampoco indicios petrolíferos, razón por la que se decidió abandonar la región.

Se desplazó entonces la maquinaria a la vertiente sur pirenaica, a un importante anticlinical eoceno existente cerca de Boltaña (Huesca), sobre un meridiano aproximadamente equidistante de los de St. Marcet y Lacq, en donde, como es de todos sabido, se explotan gases y petróleo en Francia.

Se inició el sondeo en 1952, en el flanco oriental de un gran anticlinical eoceno de eje N-S, cuyo flanco occidental es bastante más pendiente. Comenzado el sondeo en el Luteciense, se pasó al Cretáceo a los 260 m., pero en profundidad el anticlinical es mucho más violento de lo que permite suponer en superficie y a los 600 m. se entró de nuevo en un Eoceno casi vertical, del que no se salió hasta la profundidad de 2.184 m., a que se suspendió el sondeo sin haber encontrado indicios de petróleo.

Una de las concesiones más interesantes que posee la Sociedad, es la estructura anticlinical de Gastiain (Navarra), en la que un sondeo de unos 1.600 m. realizado en el año 1926, puso de manifiesto la existencia de alguna cantidad de gas.

Tanto la experiencia de este sondeo como de los otros perforados en la parte norte de España, corroboraban la convicción de los técnicos, de que en la mayoría de los casos era preciso llegar a profundidades que rebasasen ampliamente los 2.000 m. y que por lo tanto, era aventurado utilizar una maquinaria que podía resultar insuficiente. Por lo que se refiere concretamente a la estructura de Gastiain, que es en la que más esperanzas se tenían puestas los reconocimientos geológicos llevados a cabo en ella, hacían prever un mínimo de recubrimiento estéril de 3.000 m.

Como consecuencia de todo ello, se entró en negociaciones con la

Casa Deilmann de Bantheim (Alemania), que dieron como resultado la importación de una nueva máquina de sondeo para una profundidad de 4.000 m. y la venida de dos equipos geofísicos sísmicos de reflexión, que estudiaron la extensa concesión de cerca de 500.000 hectáreas, en la que está contenido el anticlinical de Gastiain.

Determinado por los procedimientos geofísicos el emplazamiento más conveniente para reconocer el citado anticlinical, se montó la nueva sonda, a unos dos kilómetros al oeste del primitivo sondeo, cerca del pueblo de Zúñiga, comenzándose a perforar en el mes de septiembre de 1954. Se comenzó en margas turonenses, habiéndose atravesado este piso el Cenomanense y gran parte de un Albense muy potente, que en su parte inferior está constituído por cuarcitas duras de difícil perforación. El sondeo se ha parado definitivamente, por dificultades técnicas en estas cuarcitas, a la profundidad de 3.500 m., sin haber alcanzado los niveles que se consideran interesantes desde el punto de vista de almacenar petróleo que son los de la base del Cretáceo. En cambio se han encontrado algunos indicios de petróleo y, lo que es muy interesante, una abundante cantidad de gas a presión en bastantes niveles que abarcan un espesor de cerca de 500 m., entre los 3.000 y los 3,500 m.

Las dos importantes salidas de gas que se han producido en los dos sondeos perforados en la estructura, no sólo constituyen un indicio interesante de la posibilidad de existir un depósito de petróleo, sino que hacen suponer con gran fundamento (aunque no se han hecho todavía ensayos de producción), que existe allí un importante depósito de gas, que será objeto de explotación, sin duda en plazo no muy largo.

La máquina más pequeña, al terminarse el sondeo de Boltaña, se trasladó a esta misma región, montándose en Apodaca, a unos 10 Km. al NO. de Vitoria, en donde los estudios geofísicos realizados, indicaron la posibilidad de existencia de otra estructura, también en el Cretáceo superior. Este sondeo, en marcha lenta a causa de varias importantes averías ha alcanzado los 2.533 m., profundidad a la que se ha parado por no poder profundizar más con aquella máquina, sin haberse llegado a los niveles de la base del Cretáceo, que son los que se consideran más interesantes como posible depósito de petróleo.

Los planes de la Compañía para un futuro inmediato, en vista de los alentadores resultados obtenidos en el sondeo de Zúñiga son: en

primer lugar, entubado y acondicionamiento de este sondeo para realizar pruebas de producción de gas y en caso de ser éstas satisfactorias, montar la correspondiente instalación de aprovechamiento, importación de un nuevo tren de sondeo de Norte América, para una profundidad de 16.000 pies, el cual comenzará a llegar a puerto español en plazo breve, y por último, instalación de las dos máquinas actuales en dos nuevos emplazamientos que se tienen en estudio, para continuar el reconocimiento de esta región y la extensión de la estructura de Gastiain.

Por su parte, la CAMPSA, consiguió la importación de otro equipo tipo Rotary, para 7.000 pies de profundidad, con el que realizó un primer sondeo profundo, que se inició en 1949, en Peña Ortun (Burgos), en el Valle de Zamanzas, en donde existen las llamativas manifestaciones a que antes hemos hecho referencia. Se emplazó la sonda en la culminación de una gran estructura del Cretáceo inferior de facies wealdense, atravesándose esta formación hasta los 491 m., el Jurásico hasta 710 m. y el Liásico en el resto, hasta la profundidad de 1.274 m. a que se suspendió el sondeo por dificultades operatorias. Se encontraron indicios petrolíferos en todas estas formaciones, a las siguientes profundidades: 312, 582-611, 677-681, 840, 876, 903, 1.024 y 1.034 m. pero los ensayos de producción realizados, resultaron negativos. El sondeo se suspendió en 1950.

De aquí se trasladó la máquina en 1951 a Dobro (Burgos) en la misma zona perforándose un anticlinal algo asimétrico, en cuyo eje aflora también el Cretáceo inferior. Se cortó la facies wealdense hasta los 468 m. y a continuación el Liásico hasta los 1.147 m., pero por efecto de vuelque del pliegue hacia el sur, a esta profundidad se volvió a entrar en el Cretáceo, suspendiéndose el sondeo a los 1.221 m. sin que se encontraran en él indicios petrolíferos de ninguna clase, cosa realmente extraña, ya que en esta zona son muy abundantes.

En 1952 se trasladó de nuevo la máquina al Valle de Zamanzas, junto a Villanueva de Rampalay, en la orilla derecha del Ebro, donde perforó el sondeo más profundo, pues llegó hasta los 2.177 m. Cortó el Wealdense hasta los 565 m., a continuación el Jurásico y Liásico hasta los 1.970 m. entrando entonces en las margas del Keuper hasta el fin del sondeo. Encontró indicios de gas y de petróleo a distintos niveles, pero en ninguno de ellos se obtuvo producción.

El sondeo se suspendió en 1953 y a partir de entonces se ha producido una disminución de la intensidad en los reconocimientos, pues no se ha vuelto a realizar ningún otro sondeo profundo y sí sólo uno de poca profundidad en Délica, cerca de Orduña (Vizcaya). Su finalidad era reconocer las características geológicas en las proximidades de un gran diapiro, para poder deducir las de un domo amplio existente en aquella zona. El sondeo llegó hasta la profundidad de 558 m., realizado con testigo continuo, y cortó una monótona serie calizo-margosa turonense, llegándose probablemente hasta el Cenomanense.

Actualmente, parece ser que la CAMPSA se encuentra en tratos muy avanzados con VALDEBRO y es de esperar que en plazo corto se intensifiquen de nuevo sus investigaciones.

Más recientemente que las empresas que se acaban de mencionar, dos entidades para-estatales, ADARO y VALDEBRO han iniciado trabajos de investigación petrolífera en el ámbito nacional. ADARO realizó diversos estudios geológicos en la zona del Río Noguera Ribagorzana, en Lérida, así como en las provincias de Barcelona, Huesca y Soria, en donde posee amplias reservas, pero la parte más interesante de sus actividades se centra en el Valle del Guadalquivir.

Ya hemos dicho que en Andalucía existen bastantes indicios petrolíferos, algunos de considerable interés, pero además se descubrió casualmente en 1953 en Baeza, la existencia de gases en niveles miocenos, puesta de manifiesto en un sondeo que se realizó en busca de agua. Esto hizo fijar la atención en este Valle, de características hasta cierto punto semejantes a las del Valle del Po en Italia, en el que se han encontrado importantes depósitos de gas. Así pues, se decidió estudiar y reconocer el Mioceno del Guadalquivir y se realizaron sondeos pequeños en Villanueva de la Reina (Jaén), Bailén (Jaén) y Ecija (Sevilla), para conocer la estructura y espesor del Mioceno marino. En todos ellos se han encontrado indicios de gas y en este último ya con cierta presión a la profundidad de 353 m.

Visto el interés que desde este punto de vista ofrece el Valle del Guadalquivir, ADARO llegó a un acuerdo con AGIP Mineraria de Italia, habiéndose importado un equipo de prospección geofísica por el procedimiento sísmico de reflexión, que está realizando una intensa campaña de prospección que sirva para determinar el emplazamiento de futuros sondeos.

Otra empresa dedicada también a la investigación petrolífera es VALDEBRO, fundada en 1952 con capital estatal y norteamericano, la cual comenzó sus actividades con el estudio y reconocimiento del anticlinical de Falces (Navarra).

Los geólogos norteamericanos que estudiaron este extenso y amplio anticlinal de Oligoceno lacustre, llegaron a la conclusión de que el espesor de este terreno que habría que atravesar para alcanzar los niveles marinos inferiores, en los que era posible encontrar petróleo, era de 2.000 a 2.500 m. y que con un sondeo de 4.000 m., debería atravesarse la serie secundaria íntegra, que era la finalidad propuesta.

El estudio encomendado a geólogos españoles, difería sustancialmente de éste, pues en él se llegaba a la conclusión de que el espesor de terrenos estériles que representa el Oligoceno lacustre, alcanza la cifra de 3.500 a 4.000 m. como mínimo y que por lo tanto, con la sonda de que se disponía no podría salirse de esta formación.

Se trajo también un moderno equipo de geofísica que realizó el estudio de la zona, pero sin llegar a resultados convincentes, cosa muy lógica, ya que se sabía que la frecuente variación de las rocas, así como los cambios laterales de facies hacían a priori poco dignos de fe los resultados que pudiera dar la geofísica.

A pesar de las indicaciones en contra, basadas no sólo en el resultado de este estudio, sino en la experiencia de largos años de estudios en la Cuenca del Ebro, se emplazó la sonda cerca de Marcilla y se perforó el sondeo, que llegó hasta los 3.416 m. sin salir del Oligoceno. A esta profundidad se llegó a un nivel fácilmente identificable con otro aflorante y que indicaba que con la sonda de que se disponía no era posible salir de esta formación, por cuyo motivo se suspendió el sondeo, que, desgraciadamente ha confirmado la creencia de que el Oligoceno lacustre de la Cuenca del Ebro alcanza rápidamente espesores que por ahora hacen antieconómica la busca de petróleo en la mayor parte de ésta.

Los mismos motivos que aconsejaron la realización del sondeo de Burgo de Osma, antes reseñado, indujo a VALDEBRO a estudiar la zona de afloramientos cretáceos existente al norte de Soria, entre esta capital y Logroño, en donde los depósitos continentales de facies mealdense están afectados de pliegues poco violentos y tectónica en general suave.

En esta región se identificó una importante estructura, denominada de Oncala, formada por dos domos constituídos en superficie por niveles del Cretáceo inferior de facies wealdensee, en uno de los cuales, el de Castilfrío, se emplazó la sonda, situada en la rama norte del pliegue, en donde las capas muestran un buzamiento de 12°.

Se cortaron niveles cretáceos hasta la profundidad de 530 m. a partir de donde se entró en el Jurásico, constituído por calizas y margas. Este terreno arrojó un espesor de 344 m.

A continuación, o sea a los 874 m., se entró en una formación dominantemente margosa, que en la base muestra calizas con anhidritas y debajo dolomías, que deben representar la base del Liásico y tal vez algo de Keuper, aunque sus arcillas rojas, tan típicas, no se han encontrado.

A los 1.000 m. se entró en unos niveles de areniscas rojas y grises, arcillas rojas y algún banco de conglomerado de canto de cuarzo, todo ello con un aspecto de franco Buntsandstein. El sondeo se suspendió a la profundidad de 2.200 m. después de haber atravesado 50 m. de areniscas cuarcíticas que se atribuyeron al Paleozoico. No se encontraron indicios de gas ni de petróleo.

El resultado negativo de este sondeo, hizo desviar la atención de los técnicos hacia otra zona, la comprendida entre Cuenca y Tarancón, al este de Madrid. En ella existen algunos largos y estrechos anticlinales, como la Sierra de Altomira, constituídos por calizas liásicas y calizas y margas, tanto del Eocretáceo como del Neocretáceo. Debajo de esta serie, se encuentran las margas del Keuper, pero sólo se las ve aflorar en zonas alejadas de ésta. Sobre el Secundario descansa una formación lacustre de facies muy constante, que representa el Oligoceno (y tal vez el Eoceno) y el Mioceno, en discordancia progresiva, de manera que los niveles inferiores son muy poco discordantes sobre el Cretáceo y reproducen casi exactamente sus estructuras, mientras que los niveles superiores del Oligoceno las reflejan muy atenuadas y el Mioceno es sensiblemente horizontal.

El Secundario, que desde Cuenca hacia el este aflora de manera continua en la Serranía de Cuenca, al oeste de esta población, muestra sólo afloramientos aislados en medio del Terciario lacustre, que constituyen las culminaciones de los diferentes anticlinales en que aquel está plegado. Afectan una disposición que no deja de ser curiosa,

pues muestran siempre sus flancos muy levantados e incluso verticales muchas veces, mientras que la zona del núcleo tiene sus capas siempre muy tendidas.

Se eligió uno de estos afloramientos para realizar un nuevo sondeo, y se instaló la máquina existente cerca de San Lorenzo de la Parrilla (Cuenca) a unos 20 Km. al SO. de aquella capital.

Se inició el sondeo en febrero de 1955, cortándose las calizas del Cretáceo superior hasta la profundidad de 130 m. Desde los 130 a los 160 m. se atravesó el Cenomanense, y de los 160 a los 260 m. el Albense con sus arenas, gravas y arcillas. A esta profundidad se entró en el Liásico, constituído por dolomitas, calizas olíticas y algunas arcillas verdes, amarillas o rojas, con areniscas, formación que se cortó hasta los 1.130 m. A continuación, hasta los 1.642 m. se atravesó una zona de fractura, constituída por caliza brechoide con arcilla yesífera y dolomita y aquí se entró ya en el Triásico constituído por dolomitas, muchas anhidritas, arcillas y algo de sal. En septiembre de 1955 se suspendió el sondeo a los 2.580 m. sin haber salido de esta última formación, ni haber encontrado ningún indicio de existencia de hidrocarburos.

Los estudios geofísicos realizados por el equipo sísmico de VALDEBRO, en la Cuenca del Duero, indicaron la existencia de una estructura del Cretáceo bajo el recubrimiento del Mioceno horizontal de la Cuenca, y al terminarse el sondeo de San Lorenzo de la Parrilla con resultado negativo, se trasladó la maquinaria al pueblo de Iglesias, situado a unos 24 Km. al oeste de Burgos, en donde se inició un nuevo sondeo en el mes de octubre de 1955.

Se comenzó, como decimos, en el Mioceno, atravesándose primero 150 m. de caliza margosa fosilífera con algo de yeso, del Pontiense. y a continuación, hasta los 1.198 m., una alternancia, en proporciones variables, de arcillas, yesos y areniscas. En la mitad superior de la serie fueron sólo arcillas grises con yesos, mientras que en la mitad inferior dominaban las arcillas de color rojo salmón, acompañadas de otras grises y verdosas, algo de yeso y areniscas.

A continuación se cortó un paquete de caliza gris con restos fósiles y algo de arcilla, que se atribuye ya al Cretáceo superior y debajo niveles de arcillas grises, amarillas o rojas, con areniscas dominantes, que en la base de la serie se hacen conglomeráticas y micáferas.

A los 1.267 m. se terminan los niveles atribuídos al Cretáceo y se entra en una serie triásica, constituída por dolomitas, areniscas, arenas arcillosas y arcillas grises, verdosas, rojas o pardas, con poco yeso, que llega hasta los 2.091 m. A esta profundidad se entró en una serie paleozoica de pizarras y cuarcitas atribuídas al Siluriano y a la profundidad de 2.180 m. se suspendió el sondeo al terminar el año 1955, sin salir de esta formación y sin haber encontrado indicios de hidrocarburos.

Desmontada la máquina en este emplazamiento, se ha trasladado a la zona de Cataluña en el mes de febrero, instalándose cerca de Pigreig, en la provincia de Barcelona, sobre un anticlinal extenso y suave del Oligoceno lacustre. Actualmente, se ha iniciado ya la perforación.

Cerca del emplazamiento del actual sondeo, se realizó ya hace años otro por el Estado, para reconocer los límites de la importante zona potásica de Suria y Cardona y en él se encontró que la serie lacustre oligocena tenía un espesor allí de 535 m. Debajo se encontraron las margas marinas del Eoceno, con abundantes fósiles. Así pues, hay que prever que en el sondeo en ejecución se cortará un oligoceno lacustre, con margas, areniscas y conglomerados, de 500 a 550 m. de potencia, y a continuación un Eoceno marino (posiblemente con algunas intercalaciones lacustres), de una potencia considerable, que tal vez llegue a los 2.000 metros. En la parte inferior de esta serie eocena, probablemente caliza, es donde se puede encontrar el petróleo que se ve en este mismo nivel en varios afloramientos no muy distantes.

En cuanto a los equipos sísmicos de VALDEBRO, uno de ellos se encuentra trabajando en Andalucía occidental, al sur del paralelo de Utrera, en donde se consideran dos zonas de interés; una la provincia de Cádiz y otra la marisma entre Sanlucar y Huelva, en donde, bajo los recubrimientos terciarios y cuaternarios, es posible que existan estructuras de interés petrolífero.

Otro equipo sísmico está trabajando en el estudio detallado del Oligoceno de la Cuenca del Ebro, desde Zaragoza hasta el Pirineo, para ver si en algún sitio el recubrimiento terciario lacustre ofrece un espesor más reducido que en el sondeo ya descrito de Marcilla. Esta campaña es consecuencia de otra anterior gravimétrica, que puso de

manifiesto dos máximos interesantes en la región, uno en Bujaraloz y otro en Fraga.

Además de las investigaciones petrolíferas que se acaban de reseñar y que corresponden a las empresas que mayor actividad desarrollan en esta materia, existen otras entidades que en plazo breve iniciarán trabajos de investigación, de cuya importancia no se puede juzgar todavía.

Por una parte se sabe que una nueva empresa que posee zonas denunciadas en el norte de España, va a acometer un primer sondeo al Sur de Orduña (Vizcaya), para iniciar el reconocimiento de uno de los más interesantes diapiros existentes en aquella región.

Además, el Instituto Geológico y Minero de España, organismo dependiente del Ministerio de Industria, va a iniciar también en el presente año sondeos de reconocimientos para estudiar la estructura interna de otros diapiros de esta comarca, con vistas a sus posibilidades petrolíferas.

Con lo dicho, creemos haber presentado con la suficiente claridad, dada la forzosa limitación impuseta por la obligada concisión con que debe tratarse tema tan amplio, el panorama actual de la investigación petrolífera en España. Para aquellos que deseen conocer con un mayor detalle alguno de los puntos tratados, remitimos a la ya bastante abundante bibliografía existente sobre esta materia, reunida en el tomo No. 38 de Notas y Comunicaciones del Instituto Geológico y Minero de España, Año 1955.

CONCLUSIONES

De todo lo expuesto en las páginas que anteceden, se deduce en primer lugar, que en España existen abundantes indicios petrolíferos que hacen suponer que puedan encontrarse en algún sitio yacimientos de hidrocarburos explotables.

Los sondeos realizados hasta el año de 1939, no obedecieron en la mayoría de los casos a estudios geológicos previos, sino que fueron situados de manera caprichosa, sin que existiera un plan sistemático de prospección, ni se aplicaran los modernos métodos de investigación geológica y geofísica, por lo que, a priori, estaban condenados al fracaso, salvo un caso de extraordinaria suerte, que por desgracia no se ha producido.

Esta dificultad de alcanzar un éxito, la confirma los detallados estudios que posteriormente se han realizado, pues a medida que se van cociendo con más exactitud las condiciones geológicas de las zonas más interesantes, se ven las dificultades para que existan depósitos de petróleo de interés industrial. Ello no quiere decir que no creamos que puedan existir éstos, pues somos moderadamente optimistas en tal cuestión, sino que muchas de las zonas que en un primer reconocimiento parecieron interesantes, después de estudios minuciosos resultan mucho más problemáticas sus posibilidades.

A partir del año de 1940 el panorama petrolífero cambia radicalmente, pues se comienza ya a atacar el problema de manera metódica; se realizan estudios geológicos detallados y se aplican los modernos métodos de reconocimiento y cuando las circunstancias internacionales lo permiten, se comienza a traer material moderno de sondeo y se inician los sondeos profundos, minuciosamente vigilados, para que no pase inadvertido el menor indicio de interés.

Poco a poco se intensifican estos reconocimientos, aumentando el número de entidades que encaminan sus esfuerzos al descubrimieto del petróleo y dedicando todas ellas una creciente actividad a este fin.

Así se llega a los momentos actuales, en los que se podrá ver en un plazo breve y en trabajo simultáneo en la vertiente Sur del Pirineo, una sonda en Puigreig (Cataluña) (Valdebro), tres en la zona de Vitoria (CIEPSA), dos cerca de Orduña (CAMPSA) y una nueva sociedad y otras probablemente en Villasana de Mena (Burgos) (Instituto Geológico).

Además, la investigación de hidrocarburos, se encuentra actualmente en un momento muy interesante y en vísperas de un probable rápido avance, pues en Andalucía se han encontrado indicios repetidos de gases que pueden llegar a constituir un depósito explotable, y cobre todo en el sondeo de Zúñiga se han cortado en muchos niveles y a lo largo de un considerable espesor, gases a mucha presión, que, tanto por esta razón, como por los estudios de porosidad efectuados, permiten esperar que constituyan un depósito posiblemente considerable, ya que la estructura que los contiene es de gran amplitud.

De confirmarse estas predicciones, no ha de tardar mucho en montarse una importante explotación de gas natural, lo que sin ningún género de dudas, imprimiría un gran impulso a las investigaciones petrolíferas en España.

SPAIN

(ESPAÑA)

OIL EXPLORATION BY VALDEBRO IN SPAIN

By Juan Gavala [1] and Earle F. Taylor [2]

ABSTRACT

A search for oil and gas in commercial quantities was begun by the Comisión de Investigaciones Petrolíferas Valdebro in September 1952. To date, three wells have been drilled and a fourth is drilling. Geological reconnaissance of the sedimentary areas of Spain has been completed and detailed geological studies are now progressing. Gravity work was begun in February 1954 and is continuing presently in various parts of Spain. Seismic surveys started in November 1952 and two crews are now in operation. Plans call for the continuance of this ample program and include the addition of another drilling rig this year. This joint Spanish-American operation is proceeding smoothly and efficiently toward a full evaluaton of Spanish oil and gas potentialities.

INTRODUCTION

This article is concerned primarily with the petroleum operations conducted in Spain by the Comisión de Investigaciones Petrolíferas Valdebro (Valdebro Commission for Petroliferous Investigations) usually referred to as "Valdebro". It is not intended as an historical review of petroleum in Spain nor as a comprehensive study of current developments in this country, other than those of Valdebro. Since 1952, the oil exploration effort conducted by Valdebro has been a major part of the over-all search for petroleum and gas in Spain. It is this program which will be described below.

ORIGIN AND HISTORY OF THE VALDEBRO ORGANIZATION

The Comisión de Investigaciones Petrolíferas Valdebro, generally referred to as "Valdebro", was constituted in Madrid on 26 July

1 President of the Comisión de Investigaciones Petrolíferas Valdebro.
2 Senior Vice-President, DeGolyer and MacNaughton, Dallas, Texas.

1952 between the Instituto Nacional de Industria (National Institute of Industry) and an American group headed by General American Oil Company of Dallas, Texas. The Valdebro group was organized for the purpose of exploring for oil and gas in Spain in areas not under concession at the time of organization. If oil is discovered and if it is convenient, the group will continue an exploitation program of the mineral resources in the discovery area. During the exploration period it is agreed that participation and rights of the National Institute of Industry and the American group will be to the extent of 50% for each of them. November 1954 saw the beginning of a new five year agreement to carry out this exploration program. On termination of the agreement there will be an equal distribution of all assets of the joint organization.

First concessions were taken out by the group in the valley of the Ebro River and were referred to as the "Milagro Concessions". Subsequent concessions were taken in the Castilfrio area north of the town of Soria, in the sedimentary basin east of the town of Cuenca and in the Burgos area. Stratigraphic tests were drilled on the Milagro and Castilfrio concessions and a deep test has been completed in the Cuenca area. A fourth test is presently drilling near Burgos in northern Spain (Figure 1).

The Valdebro agreement has been in effect since the original signature on July 26, 1952. It has worked successfully toward an evaluation of oil and gas possibilities in Spain. The group is directed and managed by a "Managing Commission" composed of five members, two of which are appointed by the American group and three by the National Institute of Industry. Señor Juan Gavala, appointed by the National Institute of Industry, has served as President of the Commission since its inception.

From the beginning of operations by Valdebro certain technical studies relative to geology, geophysical and drilling programs have been carried out by DeGolyer and MacNaughton under the direction of the "Commission". Gravity studies began in February of 1954 and are being carried out at the present time by the Geophysical Section of the Instituto Geológico of Spain. Drilling operations, which began in March 1953 and are continuing at the present time, have been supervised by Delta Drilling Company of Tyler, Texas, under the direction of the Valdebro Commission. Seismic operations were conducted

Fig. 1

PROVINCES OF SPAIN

SCALE

25 0 25 50 75 100
MILES
50 0 50 100
KILOMETERS

DeGolyer and MacNaughton Dallas Texas

LEGEND

Sedimentary Basement Contact (Pre Mesozoic Rocks Assumed To Be Basement)

Well Location

CANTABRIAN SEA
FRANCE
ATLANTIC OCEAN
PORTUGAL
MEDITERRANEAN SEA
AFRICA
BALEARIC ISLANDS
MALLORCA
MENORCA
CABRERA
IBIZA
FORMENTERA
CORUÑA
LUGO
OVIEDO
SANTANDER
VIZCAYA
GUIPUZCOA
ALAVA
NAVARRA
LEON
ORENSE
BURGOS
LOGRONO
PALENCIA
ZAMORA
VALLADOLID
SORIA
SEGOVIA
SALAMANCA
AVILA
MADRID
GUADALAJARA
ZARAGOZA
HUESCA
LERIDA
GERONA
BARCELONA
TARRAGONA
ANDORRA
TERUEL
CASTELLON
CUENCA
VALENCIA
CACERES
TOLEDO
CIUDAD REAL
ALBACETE
ALICANTE
BADAJOZ
CORDOBA
JAEN
MURCIA
HUELVA
SEVILLA
GRANADA
ALMERIA
MALAGA
CADIZ
Marseilles
Barcelona
Valencia
Cartagena
Lisboa
Gibraltar
Tangier
Algiers
Oran
Malaga
Cadiz
Huelva
Sevilla
Madrid
Salamanca
Soria
Burgos
Pamplona
Vitoria
Bilbao
Santander
San Sebastian
Iglesias No. 1 (Drilling)
Seismic Work (GSI)
Morcillo No. 1 T.D. 11,205'
Castillejo No. 1 T.D 7220'
Seismic Work (PEC)
Gravity Surveys (IG & M)
San Lorenzo No. 1 T.D 8466'
Seismic Work (PEC)
Seismic Work (PEC)
Gravity Surveys (IG & M)
BC
B.C.

by Geophysical Service Inc. of Dallas, Texas in the Ebro Valley during 1952 and 1953. Since December 1954 seismic work has been undertaken by Precision Exploration Company and two crews are now in operation. The Valdebro organization under señor Gavala's direction has operated efficiently to the satisfaction of both the Spanish Government and the American group.

Plans call for a continuation of geological, geophysical and drilling programs. Whereas technical studies have been primarily concentrated on geological reconnaissance during the past two years, emphasis is gradually shifting to seismic and drilling operations and some geological detailing of potential drilling sites. Present plans include the addition of a second drilling rig capable of reaching 10,000 feet. Drilling operations are designed to reach basement or rig capacity in order to fully evaluate subsurface conditions in those sedimentary areas which previously have been un-drilled.

GEOLOGICAL STUDIES

Since geology is basic to a petroleum exploration program, considerable effort has been made by Valdebro to understand thoroughly the geology of Spain, especially the sedimentary basins. To accomplish this, a program was devised to make available all published information and to supplement this with intensive field studies where needed. The program resolved itself into a two-fold operation: (1) office compilation of all previously published data; (2) field studies, both reconnaissance and detailed.

Office Compilations

There is a substantial amount of geological information on Spain which has been published in Spanish, English, German and French. It was a major task to assemble these data and reduce them to some usable form. This was done over a period of about two years. From such data, cross-sections were prepared, columnar sections were constructed for various basins, well logs and descriptions were assembled and the geological history of the country was gradually compiled.

Many maps of varying scales were accumulated during this study. Of importance is the "Mapa Geológico de España y Portugal" published by the Instituto Geológico y Minero de España. This map is

on a scale of 1:1,000,000 and was prepared by Ings. don Antonio Almela, don José María Ríos, and don Carlos Muñoz under the direction of señor don José García Siñeriz. Presently available is the third edition published in 1952. Also of inestimable value are the various Hojas or Bulletins, covering the geology and topography of specific areas. More than 160 of these have been published by the Geological and Mining Institute.

A final result of the office compilation work is a set of maps on a scale of 1:200,000 covering all the sedimentary areas of Spain. Each set of maps includes a geographic base, an areal geology overlay and a general data overlay showing structural features, all known indications of oil and gas and all known concession boundaries. For use in comprehensive reports, these 1:200,000 scale maps have been reduced to a scale of 1:500,000 to provide a map of the entire country in two sheets. As field studies progress new information is added to these maps.

Field Studies

Geological reconnaissance of most of the sedimentary areas of Spain has been completed. This work began in 1952 and was greatly intensified by Valdebro in 1953. Field work has been carried out by Spanish and American geological field parties. The number of field parties operating at any one time has varied from one to five. In areas of primary interest, detailed geological studies were undertaken where surface conditions made this feasible. Topographic sheets and air photos were utilized wherever possible. For each area studied a report, geological map and cross sections were prepared.

The sedimentary geology of Spain is complex, due in large part to thrust faulting which is present throughout a large part of the country. A thick sedimentary section from basal Triassic through Miocene is of interest in the search for petroleum. Part of the section is marine in origin. Thick evaporites are known to exist in the Oligocene and in the Triassic. Indications of hydrocarbons are known from many outcrops and from a number of wells. There are many good exposures of sedimentary rocks in Spain but the complex faulting, coupled with the fact that Oligocene and Miocene sediments cover extensive areas of the surface, make interpretation of the sedimentary geology difficult in some areas.



CANTABRIAN SEA
FRANCE
ALPINE TREND
CATALONIAN LINEAMENT
ANDORRA
PIRINEO
MONTANAS CANTABRICAS
MONTANAS
GALAICO
PORTUGESAS
DUERO BASIN
EBRO BASIN
SISTEMA IBERICO
CADENA LITORAL CATALANA
Barcelona
Bilbao
Pamplona
Logrono
Burgos
Soria
DIVISORIA
SISTEMA CENTRAL
Sierra Guadarrama
Sierra de Gredos
Madrid
CASTILE-CUENCA BASIN
Toledo
Valencia
BALEARIC ISLANDS
BETIC TREND
MONTES DE TOLEDO
SOUTHERN ARMORICAN FOLDED BELT
PORTUGUESE LOWLANDS
Lisboa
SIERRA MORENA
ANDALUSIAN LINEAMENT
GUADILQUIVIR BASIN
Sevilla
Cadiz
Gibraltar
SISTEMA PENIBETICA
Sierra Nevada
ATLANTIC OCEAN
PORTUGAL
MEDITERRANEAN SEA
AFRICA
BETIC TREND
Fig. 2
PHYSICAL AND STRUCTURAL DIVISIONS OF SPAIN AND PORTUGAL
SCALE
MILES
KILOMETERS
DeGolyer and MacNaughton Dallas Texas
LEGEND
APPROXIMATE LIMITS OF TERTIARY BASIN

GEOPHYSICAL OPERATIONS

Geophysical work has been a part of the Valdebro exploration program almost from the start. Seismic surveys were initiated in November 1952 and since that time geophysical operations have been nearly continuous. Both seismic and gravity programs are now in progress and these are discussed separately below.

Seismic

First seismic work undertaken for Valdebro was carried out by Geophysical Service Inc. of Dallas, Texas. The surveys began on the Falces anticline in the Ebro valley in November 1952. This program was undertaken to examine the subsurface structure on the prominent Falces anticline on which the Marcilla No. 1 well was located. Considerable difficulties were encountered at the start due to the presence of gypsum at many places on the surface. The work was gradually extended to the Tafalla anticline north of Falces and later to the Puente de la Reina area. This program was concluded in August 1953.

Precision Exploration Company of Tulsa, Oklahoma began seismic work in Spain in December 1954 with one reflection crew. Surveys began in a sedimentary area of Old Castile which is drained by the Duero River (Figure 2). Headquarters were established at Burgos. The program was undertaken to supplement geological studies west of Soria which indicated the presence of Mesozoic anticlinal trends plunging to the northwest under the Tertiary sediments south of Burgos. These trends were readily located by the seismograph and a program was initiated to outline a drillable structural closure.

In May 1955 a second Precision crew was added to the Valdebro program in Spain. This crew also established temporary headquarters in Burgos and organized personnel and equipment before transferring to the Cuenca area. Seismic profiles were completed across the San Lorenzo, Villanueva and Cerro Morro anticlines. In most cases, good to fair reflections were obtained. Most lines indicated complex subsurface structural conditions.

One seismic crew continued working from the Burgos headquarters but the second crew transferred from Cuenca to Jerez de la Frontera, in southern Spain, in July 1955. The seismic program in southern Spain has two main objectives:

1. Check mapped gravity anomalies.
2. Outline one or more drilling sites.

Since the program has just begun, it is too early to predict results. Since good reflections have been obtained in some of the experimental lines, it is thought that the original objectives will be successfully completed.

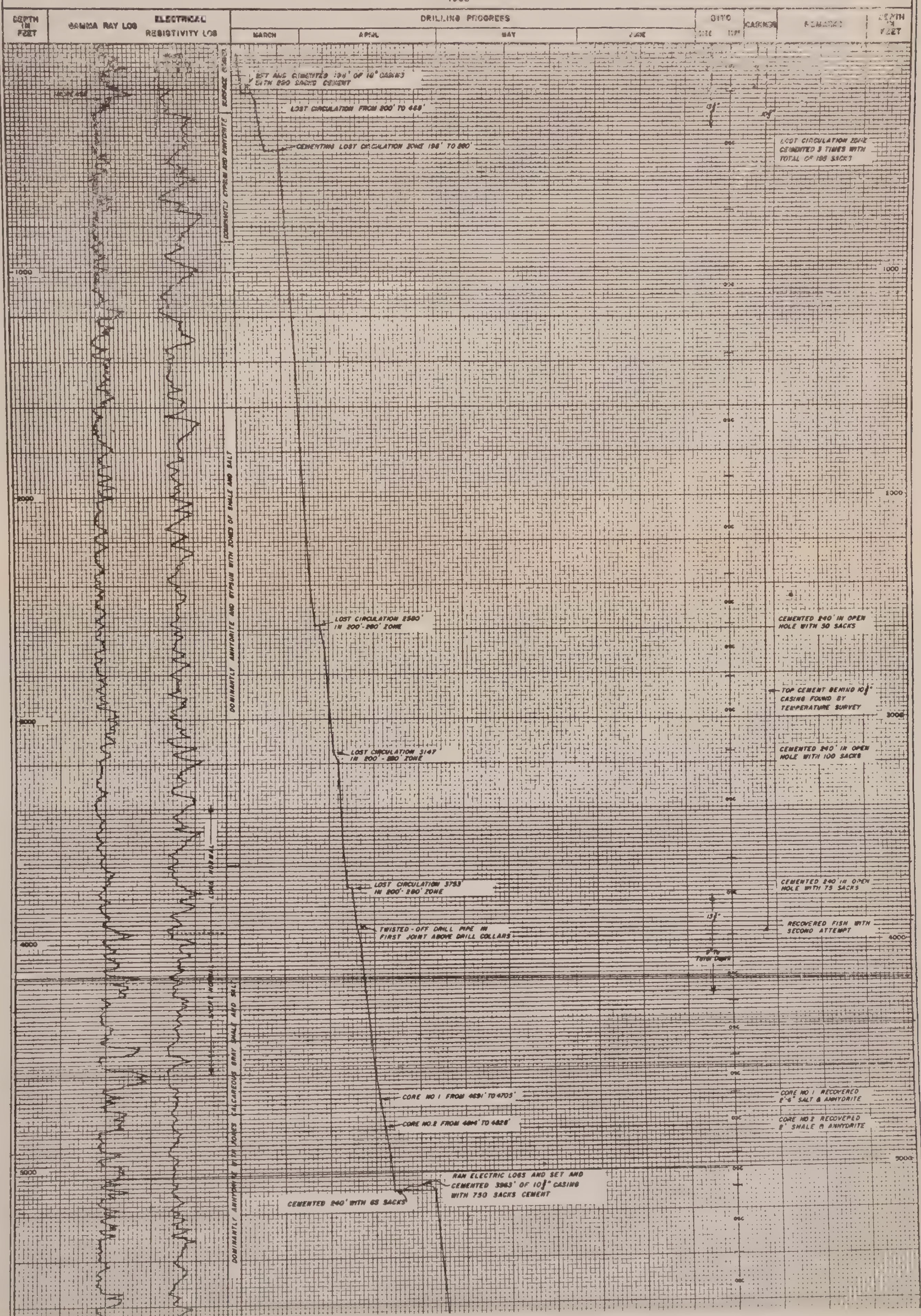
Gravity

A program of gravity surveys was begun in southern Spain in February 1954. This work was undertaken by an all-Spanish crew of the Geophysical Section of Instituto Geológico y Minero of Spain. Gravity work began in the Guadalquivir basin area of Southern Spain. A considerable area was mapped before gravity studies were terminated in this basin in April 1955. Interpretation of the gravity data checked well with predictions made on the bases of surface geological information in this region. It is hoped that subsequent checking by seismograph may substantiate the gravity to the extent that it can be utilized in localizing drilling sites in this region.

From the Guadalquivir basin, the gravity work was moved to Zaragoza in north central Spain. Surface geological studies on the north side of the Ibérica Mountains suggested the existence of certain Mesozoic structural features which might continue northward toward the Ebro valley. Such features, if present, are hidden beneath Tertiary formations and before embarking on a seismic program, it was decided to carry out a gravity survey. The preliminary field work has been completed but maps and final interpretation of this work will not be available for some months. In the meantime, the gravity operations have been transferred to southern Spain for additional reconnaissance.

DRILLING OPERATIONS

Drilling Operations for Valdebro have been supervised by Delta Drilling Company of Tyler, Texas under the direction of the Valdebro Commission. Three holes —Marcilla No. 1, Castilfrio No. 1 and San Lorenzo No. 1— have been drilled. A fourth well, Iglesias No. 1, is now drilling. Some details on these wells are presented below.



GRAPHICAL WELL DATA
COMISION DE INVESTIGACIONES PETROLIFERAS VALDEBRO
MARCILLA NO. I TEST WELL
NAVARRA PROVINCE, SPAIN
DeGOLYER AND MacNAUGHTON DALLAS, TEXAS
1953
DEPTH IN FEET
GAMMA RAY LOG
ELECTRICAL RESISTIVITY LOG
DRILLING PROGRESS
MARCH
APRIL
MAY
JUNE
CASING
REMARKS
LOST CIRCULATION FROM 200' TO 468'
CEMENTING LOST CIRCULATION ZONE 198' TO 280'
LOST CIRCULATION ZONE CEMENTED 3 TIMES WITH TOTAL OF 180 SACKS
LOST CIRCULATION 2580' IN 200'-280' ZONE
CEMENTED 240' IN OPEN HOLE WITH 50 SACKS
TOP CEMENT BEHIND 10¾" CASING FOUND BY TEMPERATURE SURVEY
LOST CIRCULATION 3147 IN 200'-280' ZONE
CEMENTED 240' IN OPEN HOLE WITH 100 SACKS
LOST CIRCULATION 3753 IN 200'-280' ZONE
CEMENTED 240' IN OPEN HOLE WITH 75 SACKS
TWISTED-OFF DRILL PIPE IN FIRST JOINT ABOVE DRILL COLLARS
RECOVERED FISH WITH SECOND ATTEMPT
CORE NO. 1 FROM 4651' TO 4705'
CORE NO. 1 RECOVERED 2'-6" SALT & ANHYDRITE
CORE NO. 2 FROM 4814' TO 4828'
CORE NO. 2 RECOVERED 8' SHALE & ANHYDRITE
RAN ELECTRIC LOGS AND SET AND CEMENTED 5063' OF 10¾" CASING WITH 750 SACKS CEMENT
CEMENTED 240' WITH 65 SACKS
DOMINANTLY GYPSUM AND ANHYDRITE
DOMINANTLY ANHYDRITE AND GYPSUM WITH ZONES OF SHALE AND SALT
1000
2000
3000
4000
5000

Marcilla No. 1

The Marcilla No. 1 well, located in Navarra Province, was spudded March 17, 1953 and abandoned as a dry hole June 27, 1953, at a total depth of 11,205 feet. The well was drilled using an Emsco Model J-1100 rig.

Below a thin veneer of surface alluvium, the hole encountered sediments of Oligocene age and remained in these sediments to total depth. Ditch samples were taken at ten foot intervals and nine conventional cores were cut starting at 4,691 feet. From the surface to a depth of 9,708 feet the formations consist of gypsum and anhydrite interbedded with varying quantities of salt and grey shale. Below 9,708 feet the sediments are red shale and siltstone with minor quantities of gypsum.

An electric log was obtained to 10,000 feet and a Gamma-ray log to 11,192 feet (Figure 3). The self-potential device did not provide a useful curve. It recorded only a slightly irregular line to 9,700 feet with somewhat more definition below this depth. Little useful information was derived from the microlog. The Gamma-ray log was more informative since it clearly differentiated low-activity salt and radioactive shale.

No shows of oil or gas were encountered in this well.

Castilfrio No. 1

The Castilfrio No. 1 well, located in Soria Province, was spudded July 5, 1954, and abandoned as a dry hole on November 11, 1954 at a total depth of 7,220 feet. The Emsco Model J-1100 rig was also used to drill the Castilfrio No. 1.

The Castilfrio No. 1 achieved its objective, which was to obtain data on the complete stratigraphic section in this area. The well was located on an outcrop of Wealden sandstone near the crest of a closed anticlinal structure mapped by surface geology. The following section was drilled:

0 — 530 meters	(1739 feet)	— Wealden clastics
530 meters to 870 meters	(2854 feet)	— Jurassic limestone, shale and sandstone
870 meters to 1450 meters	(4757 feet)	— Liassic limestone and marls
1450 meters to 1786 meters	(5860 feet)	— Keuper evaporites
1786 meters to 1992 meters	(6535 feet)	— Bundsandstein clastics
1992 meters to 2200 meters	(7220 feet)	— Silurian siliceous sandstone

In addition to cores and samples, an electrical log, microlog, caliper log, Gamma-ray log, limestone log, dipmeter survey and a velocity survey were obtained.

A number of formation tests were completed in this well, but no substantiated shows of oil or gas were observed.

San Lorenzo No. 1

The San Lorenzo No. 1 well, located in Cuenca Province, was spudded February 15, 1955 and abandoned as a dry hole September 10, 1955 at a total depth of 8466 feet. The well was located on a prominent surface anticlinal structure exposing upper Cretaceous (Senonian) limestone. Seismic profiles across the structure indicate the presence of a fold complicated by faulting. Final correlation of stratigraphic horizons in this well is not complete. Some notes on the first few thousand feet are available. From 0 to 158 meters (518 feet) upper Cretaceous limestone; from 158 meters to 265 meters (869 feet) lower Cretaceous (Albian) shale and sandstone. From 250 meters to 1132 meters (3714 feet) the well penetrated Liassic rocks. Below 1132 meters the correlation is not clear at this time, possibly because of faulting.

Iglesias No. 1

The Iglesias No. 1 well, mentioned briefly above, is located near Burgos in north-central Spain and is being drilled on a seismic anomaly. Since no deep tests have been drilled in this area, the well is projected to rig capacity or until basement rock is encountered. Drilling began October 25, 1955.

Future Drilling

Valdebro has purchased a second Emsco rig for drilling operations in Spain. It is intended that two rigs will be kept in operation for the next several years. Tentatively, the program will be to drill one or more holes in southern Spain with the new rig and continue drilling in central and northern Spain with the present equipment. The program contemplates the completion of four to six exploration wells each year.

Summary

The Comisión de Investigaciones Petrolíferas Valdebro, which began operations in September 1952, is engaged in an all-out effort to determine the oil and gas possibilities of Spain. The most modern geological, geophysical and drilling equipment and techniques are being employed by a technical staff composed of Spanish and American geologists, geophysicists and engineers. Planning is on a long-range basis since it is mandatory that a considerable amount of surface and subsurface geological data be collected to develop satisfactory test well sites. Emphasis in field operations is shifting from reconnaissance geology to seismic and drilling. It is too early to comment on the success of the program from the oil finding viewpoint. It can be said, however, that a vast amount of technical data is being utilized in the search for oil. From the point of view of cooperation and harmony in this Spanish-American venture, the program is a complete success and might well serve as a model for operations of this type in other parts of the world.

FRANCE

(FRANCIA)

SYMPOSIUM SUR LES GISEMENTS DE GAZ ET DE PÉTROLE LES CHAMPS FRANÇAIS

SITUATION DES PRINCIPAUX CHAMPS

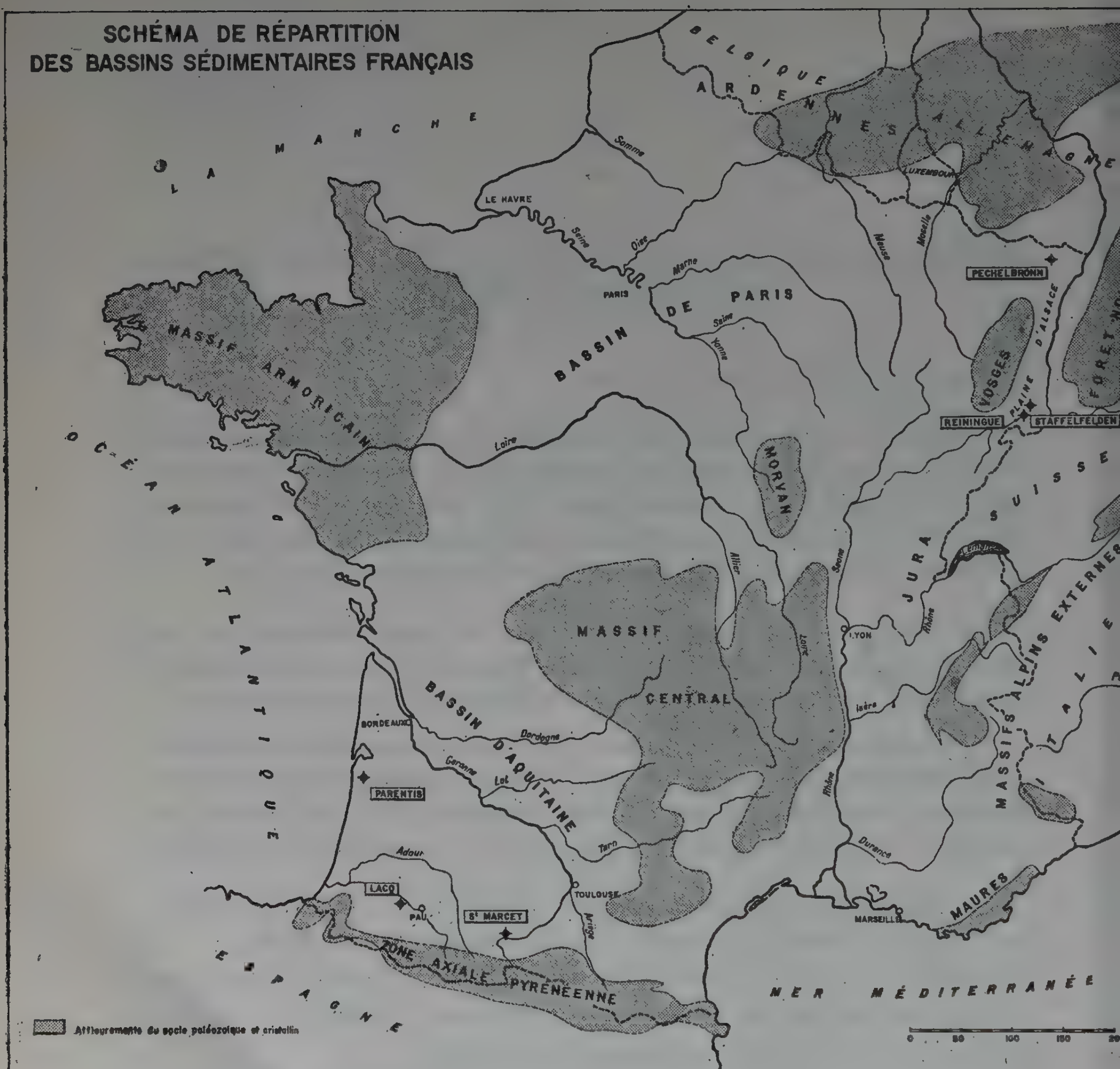
Outre des indices prometteurs dans les divers bassins sédimentaires français et une petite production dans le SE, les champs productifs de gaz et d'huile sont localisés dans l'Est (champs de Péchelbronn, Staffelfelden et Reiningue dans le Fossé Rhénan) et le Sud Ouest de la France (champs de St. Marcet, Lacq et Parentis en Aquitaine).

Le fossé rhénan, limité au Sud par le chevauchement du Jura alsacien, à l'Est par le horst de la forêt Noire, à l'Ouest par les Vosges, se prolonge vers le Nord au delà de la frontière franco-allemande.

Des nombreux travaux publiés d'après les observations de surface et de sondages, il apparaît comme un fossé d'effondrement tertiaire, limité par des flexures, de direction subméridienne, et découpé par un réseau de failles en compartiments dans l'ensemble peu ondulés.

Le Bassin d'Aquitaine, qui couvre 105.000 km², limité au N.-N.E. par l'extrémité méridionale des Massifs Armoricain et Central, à l'Est par la Montagne Noire, au Sud par la chaîne des Pyrénées, n'était bien connu, dans la littérature, que sur ses bordures à l'exception toutefois de rides anticlinales que affleurent en surface.

Les recherches de pétrole ont largement contribué à combler ces lacunes. Elles ont permis de préciser le style de certains plis chevauchants ou diapyrs de la bordure sud du bassin. Elles ont surtout contribué à la connaissance de la série stratigraphique Crétacée et Jurassique du bassin.



Sympesium des gisements pétroliers
Les champs Français.

L'ALSACE

Par J. BLUMENROEDER *

Lorsqu'en 1939 le premier puits de gaz fut mis en production à St Marcet dans l'Aquitaine, le bassin de Pechelbronn, totalisant à l'époque plus de deux millions de tonnes d'huile sèche, était le seul champ de quelque importance en France. En 1955 le développement de St Marcet et des découvertes plus récents de Lacq et de Parentis ont fait du bassin d'Aquitaine la première province pétrolifère française alors que l'Alsace conserve une place bien modeste, les nouvelles découvertes n'ayant pu pallier la chute de production régulière du champ de Pechelbronn depuis 1950.

D'ailleurs, si l'Alsace figure parmi les contributions françaises au présent symposium, c'est moins pour l'importance de sa production que pour l'ancienneté biséculaire de son industrie pétrolière liée aux noms de Lebel et Pechelbronn et pour l'intérêt que conserve le fossé rhénan dans l'exploration et la géologie du pétrole.

La manière d'être du fossé rhénan, la sédimentation des terrains tertiaires qui l'ont comblé et la tectonique de déformation qui l'a affecté paraissent répondre de la dispersion de la productivité et de l'absence apparente jusqu'à présent de champs importants réguliers et étendus.

Le fossé rhénan alsacien

Large de 40 à 50 kilomètres en moyenne, le fossé rhénan s'étend sur plus de 300 kilomètres entre le massif schisteux rhénan au N et le Jura au S (fig. 1); la partie alsacienne en occupe une bande méridionale de 20 à 30 kilomètres de large et de 180 kilomètres environ de long. Les sondages ont montré que *son soubassement* évoluait du N au S vers des terrains de plus en plus récents, du permien, sur lequel, dans la région de Darmstadt, transgresse directement un sannoisien réduit, au séquanien, au pied du Jura; en Alsace septentrionale le

* Société de Prospection et Exploitations Pétrolières en Alsace.

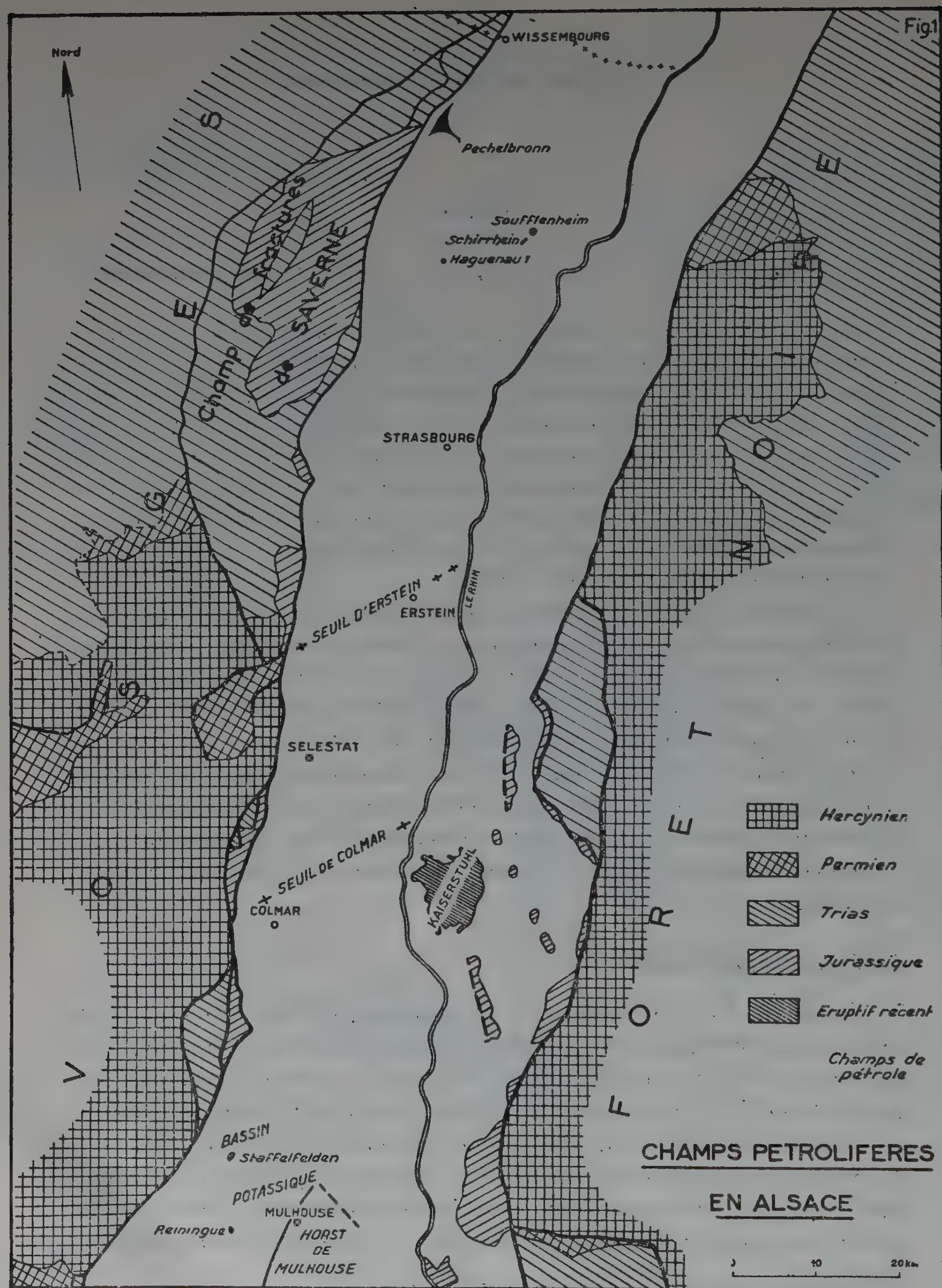

Fig.1
Nord
WISSEMBOURG
Pechelbronn
Soufflenheim
Schirrheim
Haguenau 1
Champ de fractures de SAVERNE
STRASBOURG
SEUIL D'ERSTEIN
ERSTEIN
LE RHIN
SELESTAT
SEUIL DE COLMAR
COLMAR
KAISERSTUHL
BASSIN
Staffelfelden
POTASSIQUE
MULHOUSE
Reiningue
HORST DE MULHOUSE
V O S G E S
F O R E T N O I R E
Hercynien
Permien
Trias
Jurassique
Eruptif récent
Champs de pétrole
CHAMPS PETROLIFERES
EN ALSACE
0
10
20km

Fig. 1.

soubassement est liasique. Cependant cette évolution de la surface prétertiaire n'est pas régulière et des embryons structuraux ou des déformations à large rayon de courbure marquent déjà la couverture secondaire du substratum: ainsi la région de Pechelbronn est un large périclinal jurassique de direction rhénane à culmination septentrionale de Lias moyen. De plus, dans la région de Colmar-Erstein la succession régulière, vers le sud, des assises jurassiques est interrompue par une remontée dans laquelle affleure à nouveau la grande oolithe (Bajocien-Bathonien) auréolée d'assises plus récentes, plus spécialement d'un large glacis de Bathonien supérieur vers le N: cette zone haute du soubassement est due à deux axes transversaux au fossé, les seuils de Colmar et d'Erstein, dont le second est peut-être plus profond que le premier; des témoins d'Oxfordien, non encore repérés, peuvent fort bien marquer l'actuelle dépression de Sélestat entre les deux axes précités.

De l'huile ayant été rencontrée dans divers niveaux des formations prétertiaires, nous en rappelons brièvement la stratigraphie.

Au permien supérieur, qui, là où il a été traversé, reposait directement sur des roches intrusives (granite, diorite ou syénite), fait suite une série triasique à faciès germanique de 800 m d'épaisseur environ, comportant le grès bigarré, le muschelkalk et le keuper. Le jurassique est connu du rhétien au séquanien sur plus de 700 m d'épaisseur: le lias, plus particulièrement marneux, ne renferme comme zones compactes de quelque importance que le grès rhétien très variable en constitution et en épaisseur, le calcaire à ammonites et à gryphées du lias inférieur et le grès aalénien.

Dans le jurassique moyen l'élément stratigraphique le plus intéressant est la grande oolithe, masse calcaire oolithique représentant le bajocien supérieur et le bathonien inférieur, qui diminue de plus de 100 m en Haute-Alsace à moins de 40 m en Basse-Alsace, où il passe latéralement au faciès marneux souabe dans la région de Haguenau. Au-dessus d'un oxfordien marneux bien développé (près de 100 m) les masses calcaires en partie coralligènes du rauracien et du séquanien ne sont connues que dans la région de Mulhouse.

La lacune stratigraphique entre le soubassement et les terrains tertiaires fait penser à une émersion dès le crétacé ou, au plus tard, au paléocène, pendant laquelle l'érosion a modelé la surface prétertiaire actuelle.

L'éocène le plus ancien daté est un calcaire lacustre lutétien connu à Bouxwiller en Basse-Alsace et en divers points de Haute-Alsace; il semble que le développement du fossé rhénan lui soit postérieur et date de l'éocène supérieur, dont les marnes à lymnées attribuées au ludien se sont déposées dans une ou plusieurs dépressions que la sédimentation sannoisienne débordera. Plus de renseignements sont nécessaires pour permettre d'établir une corrélation des dépôts éo-sannoisiens à travers le fossé rhénan.

De toute façon les importantes variations de faciès et l'épaisseur du sannoisien reflètent la différenciation et le développement progressifs du fossé. Les dépôts limniques, saumâtres et marins alternent, les puissances oscillent entre 300 mètres dans le S du fossé, dans une zone relativement stable dès l'éocène, qui sera le horst de Mulhouse et près de 2 000 mètres dans les bassins à maximum de sédimentation. D'une manière générale la sédimentation respecte le cadre paléostructural qui continue à commander la différenciation structurale du fossé. Certaines failles majeures jouent dès le dépôt du sannoisien et la tectonique de déformation ultérieure s'esquisse. Les conglomérats développés le long des Vosges témoignent du voisinage du massif exondé. Dans la série sannoisienne sont interstratifiées des marnes bitumineuses, formant plus spécialement les séries bitumineuses inférieure et supérieure. Si le sel accompagné de deux niveaux de potasse joue un rôle important dans le bassin potassique haut-rhinois (zones salifères), les dépôts clastiques, sables et grès, sont une caractéristique du bassin de Pechelbronn (Couches de Pechelbronn). Un complexe régulier à travers tout le fossé, la zone fossilifère, comportant de bas en haut les niveaux à Mytilus, à Bryozoaires et à Hydrobies, constitue un repère important entre sannoisien inférieur et supérieur.

La série grise rupélienne comprenant les marnes à foraminifères, les schistes à poissons et les couches à melettes représente une phase marine générale dans le fossé rhénan; elle cumule plus de 400 m de sédiments marneux avec interstratifications grèseuses. L'ensemble marnes à foraminifères-schistes à poissons bitumineux varie selon les endroits, de quelques mètres à 40 m environ d'épaisseur, peut marquer des tendances à faciès côtier et constitue un nouveau repère de la série oligocène du fossé. Les sédiments marno-sableux à cyrènes introduisent la régression marine et sont déjà placés dans le chattien caractérisé par des marnes bariolées à bancs calcaires ou gréseux, les couches

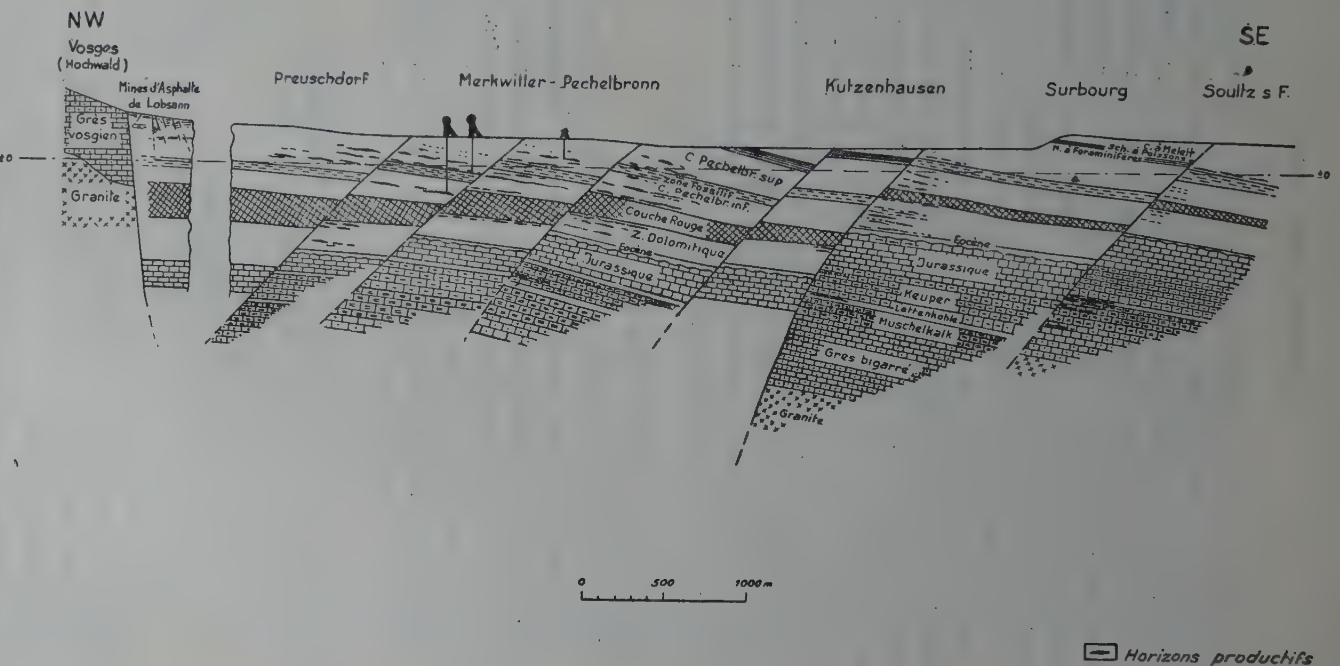

COUPE A TRAVERS LE BASSIN PETROLIFERE DE PECHELBRONN
NW
Vosges (Hochwald)
Mines d'Asphalte de Lobsann
Gres vosgien
Granite
Preuschdorf
Merkwiller-Pechelbronn
Kutzenhausen
Surbourg
Soultz s F.
SE
C. Pechelbr. sup
Zone Fossilif.
C. Pechelbr. inf.
Couche Rouge
Z. Dolomitique
Eocène
Jurassique
Keuper
Lettenkohle
Muschelkalk
Gres bigarre
Granite
0
500
1000 m
Horizons productifs
Fig. 2

Fig. 2.

de Niederroedern, complexe de près de 500 à 600 mètres d'épaisseur. Il semble que ces dernières couches représentent partiellement, dans le NE de l'Alsace, l'aquitanien très développé sur territoire allemand.

Le miocène n'a pas encore été signalé en Alsace et les dépôts pliocènes ou les limons et alluvions quaternaires reposent directement, selon les endroits, sur l'une ou l'autre des formations oligocènes, masquant d'une manière générale la tectonique.

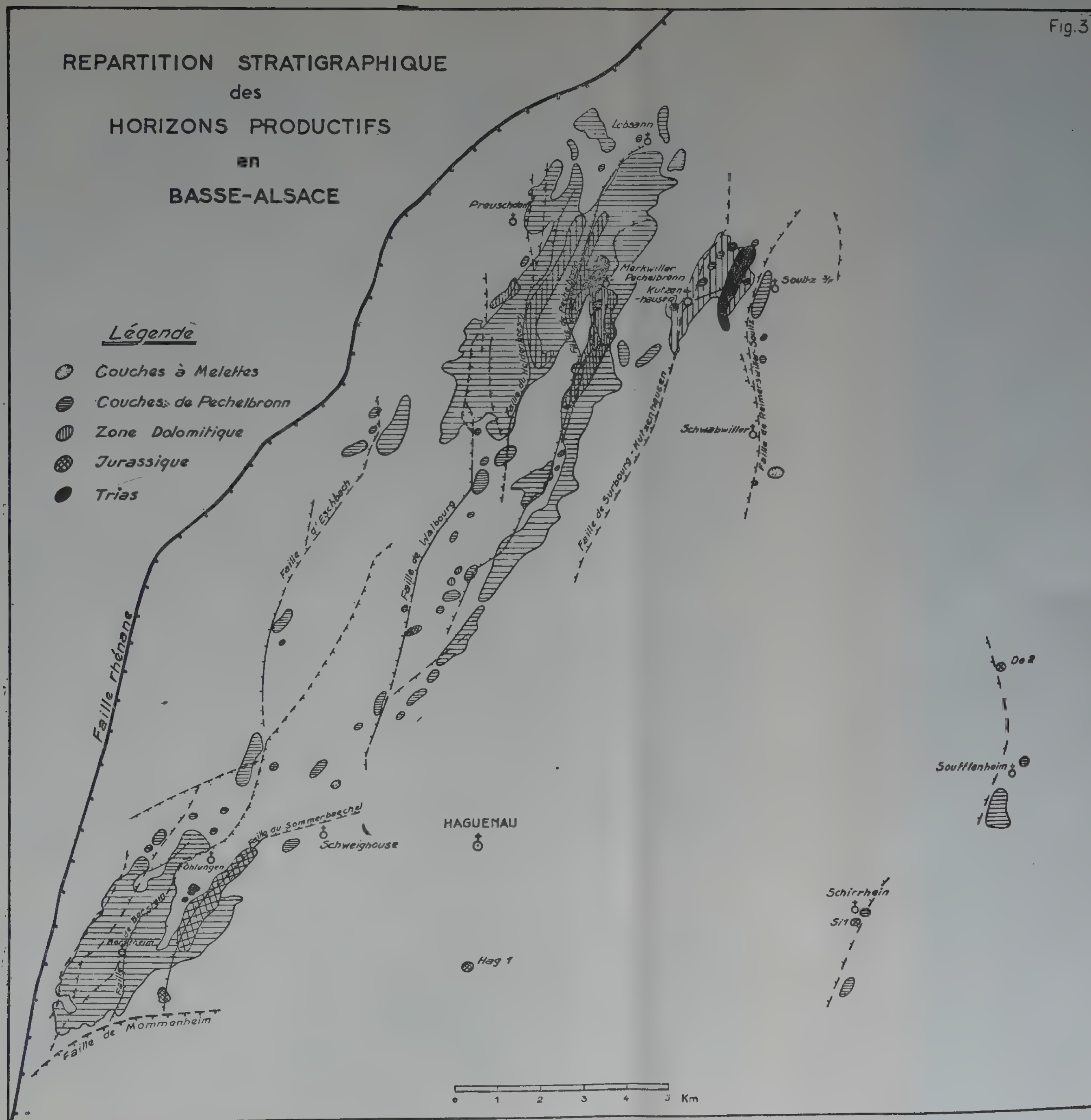
Débarrassé de son manteau de recouvrement récent, le fossé rhénan apparaît comme une mosaïque de compartiments allongés le plus souvent en direction rhénane. Alignements de horsts et fossés alternent, séparés par des failles à regard rhénan ou vosgien. Une tectonique plus particulière à effet compensateur est celle qu'on observe dans le champ de Pechelbronn (fig. 2); on la retrouve en partie dans le bassin potassique. Cette tectonique de morcellement affecte aussi bien les zones hautes et déprimées; les compartiments définis sont plus ou moins importants et peuvent avoir la forme de monoclinaux gauchis, de dômes ou de semi-dômes, de périclinaux.

Le pétrole dans le fossé rhénan alsacien

Depuis l'époque lointaine où l'on admettait que du pétrole ne pouvait être trouvé en-dessous des couches de Pechelbronn, l'exploration systématique des formations de plus en plus anciennes n'a pas manqué de mettre en évidence des possibilités de production jusque dans le trias inférieur gréseux (fig. 3).

Dans le soubassement secondaire les niveaux productifs ou à indices sont de bas en haut:

— le grès à Voltzia, couronnant le grès bigarré,
— le toit dolomitique du muschelkalk moyen,
— les calcaires du muschelkalk supérieur,
— les grès et dolomies de la lettenkohle,
— le grès à roseaux et la dolomie-moëllon du keuper,
— le grès rhétien,
— les calcaires du lias inférieur,
— les grès de l'aalénien et du bajocien inférieur,
— la grande oolithe,
— les calcaires rauracien et séquanien,


Fig.3
REPARTITION STRATIGRAPHIQUE
des
HORIZONS PRODUCTIFS
en
BASSE-ALSACE
Légende
Couches à Melettes
Couches de Pechelbronn
Zone Dolomitique
Jurassique
Trias
Lobsann
Preuschdorf
Merkwiller Pechelbronn
Kutzenhausen
Soultz s/s
Schwabwiller
Faille de Surbourg - Kutzenhausen
Faille de Walbourg
Faille d'Eschbach
Faille rhénane
Faille du Sommerbaechel
Schweighouse
HAGUENAU
Ohlungen
Faille de Mommenheim
Hag 1
Schirrhein
Soufflenheim
0 1 2 3 4 5 Km

c'est-à-dire presque tous les niveaux massifs pouvant, pour des causes primaires ou secondaires, former des magasins.

La grande oolithe productive en Basse- et Hute-Alsace a également montré des imprégnations plus ou moins intéressantes en Moyenne-Alsace: elle constitue le principal prospect des terrains secondaires.

Les possibilités de production du grès bigarré, du muschelkalk, du lias inférieur en Basse-Alsace, de la grande oolithe et du rauracien en Haute-Alsace se sont manifestées dans les travaux exécutés depuis 1945. Dans le tertiaire l'éo-sannoisien de Pechelbronn est le producteur par excellence et cumule de loin la plus forte production du fossé; dans les terrains plus récents les grès des couches à mélettes se montrent souvent imprégnés et ont pu donner de faibles productions, et, récemment un sondage, foré peu au S de Strasbourg, a mis en évidence une production infime dans les couches de Niederroedern.

Si les terrains secondaires peuvent être reconnus dans l'ensemble du fossé – dans la mesure où l'érosion prétertiaire les a ménagés – avec peu de variations de faciès (les grès du keuper et du rhétien peuvent ne pas exister), la répartition des magasins tertiaires n'est pas régulière et le bassin de Pechelbronn est la seule région, dans l'état actuel de nos connaissances, à cumuler tant de niveaux gréseux imprégnés.

L'origine des huiles du fossé rhénan a fait l'objet de nombreuses publications et discussions et si l'on se perd en conjectures sur celle des huiles secondaires, il paraît généralement admis que l'huile tertiaire de Pechelbronn provient des séries bitumineuses auxquelles sont liés des magasins. Il se peut également que les imprégnations des grès stampiens doivent leur origine aux schistes à poissons sousjacents.

D'une manière générale la productivité est liée au piègeage par faille de l'huile dans les culminations des unités structurales, et dans le tertiaire seul on peut citer pour le moment des cas de piègeage stratigraphique évidents.

Les champs de pétrole alsaciens

Le champ de Pechelbronn reste, malgré la diminution de sa production, le plus important champ alsacien. L'activité, déployée depuis des années hors de la concession de Pechelbronn, a permis de découvrir en Basse-Alsace deux petits champs productifs dans un niveau tertiaire déjà connu à Pechelbronn. Dans le sud de l'Alsace la découverte de

Staffelfelden date de 1951 et près de Reiningue une production intéressante, obtenue en 1955 dans le rauracien, peut réserver des possibilités d'extension.

Basse-Alsace

Nous n'avons pas la prétention de refaire ici un historique ou une description détaillée du *champ de Pechelbronn*, qui a fait depuis longtemps l'objet de nombreuses publications et plus spécialement d'une excellente monographie due à R. Schnaebele, ancien chef-géologue de Pechelbronn S.A.E.M. et parue en 1948.

Tout en tenant compte des dernières découvertes en Basse-Alsace, les annexes 2 et 3 synthétisent la stratigraphie et la tectonique particulière à Pechelbronn et en montrent les superficies productives par subdivision stratigraphique.

Dans le soubassement secondaire le champ de Pechelbronn tire des productions du muschelkalk, de la lettenkohle, du grès à roseaux et de l'aalénien dans le champ N, de la dolomie-moëllon du keuper, de l'aalénien, du bajocien inférieur et de la grande oolithe dans le champ S. Si depuis 1945 on n'a pu obtenir que quelques nouvelles productions en extension dans le jurassique méridional, le champ triasique de Soultz-sous-Forêts est entièrement de date récente (découverte en 1948-1949) ; il est vrai qu'avant la guerre on connaissait déjà la lettenkohle productive dans le compartiment voisin de Kutzenhausen. L'aire productive de grès à roseaux de Merkwiller a été également mise en valeur depuis 1945. Des recherches au muschelkalk dans le champ sud et dans les compartiments du champ nord, autres que Soultz, n'ont donné que de l'eau. Une petite production a été obtenue il y a peu d'année dans le grès aalénien au droit de la faille de Walbourg.

Dans le tertiaire l'activité d'après-guerre était surtout concentrée sur la mise en production de la zone dolomitique du champ nord.

Les petits champs de Soufflenheim et de Schirrhein découverts au cours de la campagne d'extension vers le Rhin ont une position structurale analogue à celle des compartiments de Pechelbronn; il s'agit de culminations adossées à des failles antithétiques. La production vient de grès à la base des couches de Pechelbronn supérieures productifs aussi dans le champ de Pechelbronn. Dans ces deux champs deux sondages profonds ont tiré des productions limitées du lias (Si 1) et du grès aalénien ou du bajocien (Do 2).

Enfin tout récemment un sondage foré au S de Haguenau a été productif sans lendemain dans une zone faillée du bajocien supérieur.

Haute-Alsace

Le champ de Staffelfelden (figs. 4 et 5) a été découvert en novembre 1951 dans le tertiaire par un sondage des Mines de Potasse d'Alsace, riche en indices, poussé dans le soubassement jurassique d'une culmination en semi-dôme limité à l'W par une faille à regard vosgien: la production provient d'une grande oolithe dolomitisée et fissurée. Le sondage de découverte non prévu pour une exploitation de pétrole fut rebouché.

Le champ a été développé par huit sondages dont deux stériles, la grande oolithe s'étant montrée calcaire et non fissurée. Mis en exploitation dès 1952 le champ ayant à peine 1 km² de superficie est actuellement en fin de production totalisant plus de 45 000 tonnes en 1955. Le régime de production est hydrodynamique et tous les puits productifs, sauf un, ont été éruptifs.

Le sannoisien qui recouvre le champ sous une couverture stampienne a le faciès classique des séries salifères du bassin potassique avec marnes bitumineuses, mais sans magasins. Entre les marnes à lymnées sous-jacentes au sannoisien et la surface oxfordienne prétertiaire un éocène marneux bariolé n'a encore pu être daté.

Nous avons détaillé davantage ce petit champ parce que c'est le premier en Haute-Alsace.

A une dizaine de kilomètres au S de Staffelfelden, *le sondage de Reiningue* productif dans un calcaire rauracien fissuré sous la couverture tertiaire discordante pose le problème de l'extension de la productivité dans la remontée du soubassement secondaire vers le horst de Mulhouse.

L'exploration du fossé rhènan alsacien depuis 1945 (figs. 6 et 7)

Dans ce paragraphe nous ne chercherons qu'à dégager les faits saillants de l'activité d'exploration des dix dernières années.

L'évènement le plus important est la découverte en 1951 de Staffelfelden dans la grande oolithe: elle a attiré l'attention dans le sud du fossé rhénan sur une formation déjà productrice dans le nord et dans laquelle on avait repéré avant-guerre des indices dans les sondages de Hirtzbach, sur le horst de Mulhouse. Il était donc permis d'admettre

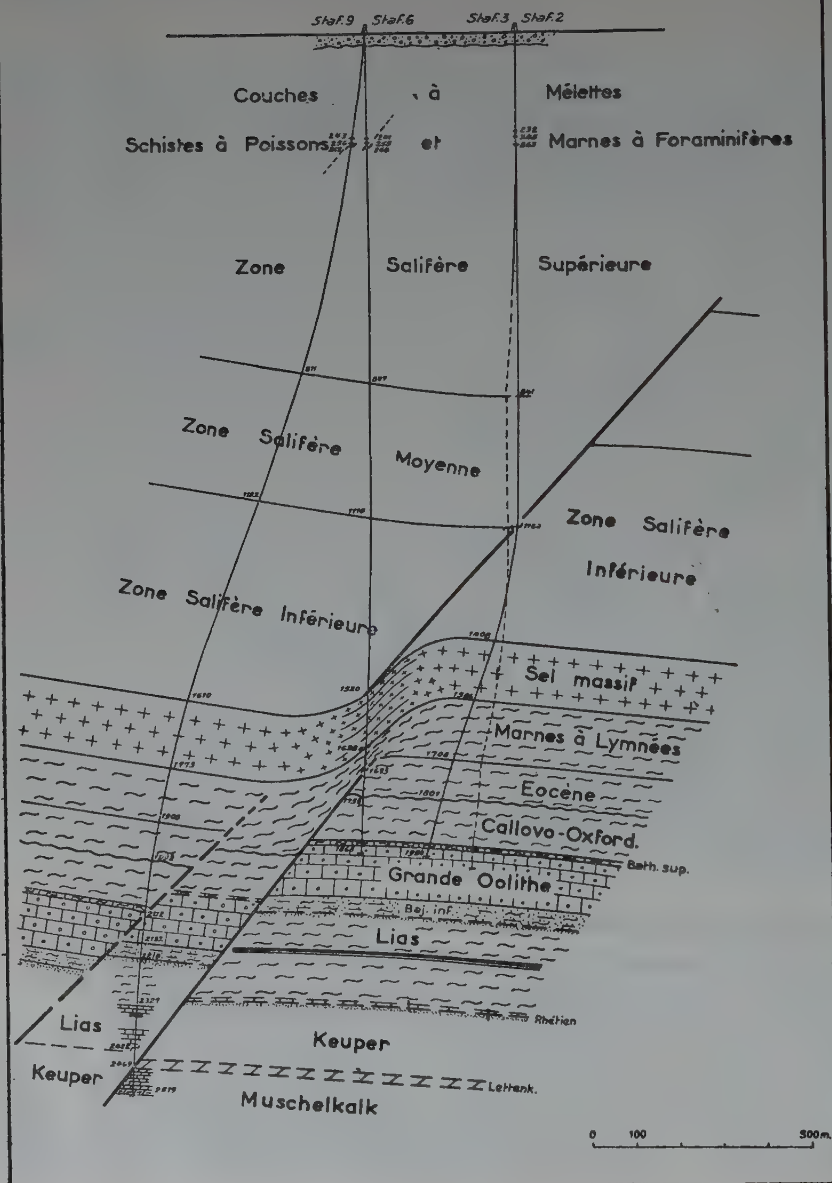

Fig.4
STRUCTURE DE STAFFELFELDEN
Coupe NNW-SSE
Staf.9 Staf.6 Staf.3 Staf.2
Couches à Mélettes
Schistes à Poissons et Marnes à Foraminifères
Zone Salifère Supérieure
Zone Salifère Moyenne
Zone Salifère Inférieure
Zone Salifère Inférieure
Sel massif
Marnes à Lymnées
Eocène
Callovo-Oxford.
Bath. sup.
Grande Oolithe
Bej. inf.
Lias
Rhétien
Lias
Keuper
Keuper
Lettenk.
Muschelkalk
0 100 500m.

Fig. 4.

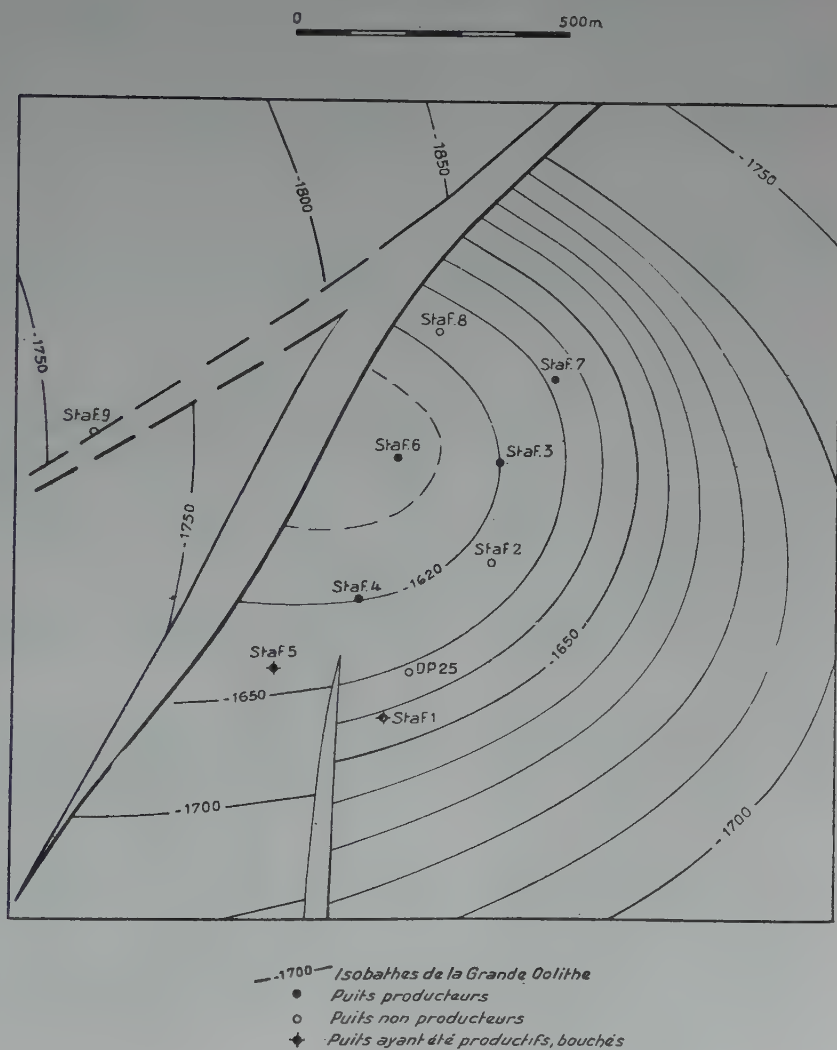

Fig. 5
STRUCTURE DE STAFFELFELDEN
Carte structurale de la Grande Oolithe
0
500m
1850
1800
1750
1750
1750
Staf. 8
Staf. 7
Staf. 9
Staf. 6
Staf. 3
Staf. 2
Staf. 4
1620
1650
Staf. 5
DP25
1650
Staf. 1
1700
1700
1700 Isobathes de la Grande Oolithe
Puits producteurs
Puits non producteurs
Puits ayant été productifs, bouchés

Fig. 5.

son intérêt dans la region intermédiaire du fossé rhénan. Depuis des sondages, jalonnant la plaine d'Alsace, l'ont testée et y ont mis en évidence, d'une manière générale, des indices d'importance variable, sauf sur la zone haute de Colmar où elle affleure sur le tertiaire et où elle était envahie par de l'eau.

Cette découverte a également àctivé la prospection systématique du fossé rhénan, d'abord indirectement par de la sismique et ensuite par des sondages. Dès fin 1951, une campagne de sismique réflexion se développait en Haute-Alsace, parallèlement à celle qui était en cours depuis fin 1950 en Basse-Alsace, et actuellement l'Alsace est couverte sur environ 3 500 km^2 par plus de 4 000 km de profils. Si l'interpretation en est, dans beaucoup de cas, difficile elle n'en a pas moins orienté utilement la campagne de sondages.

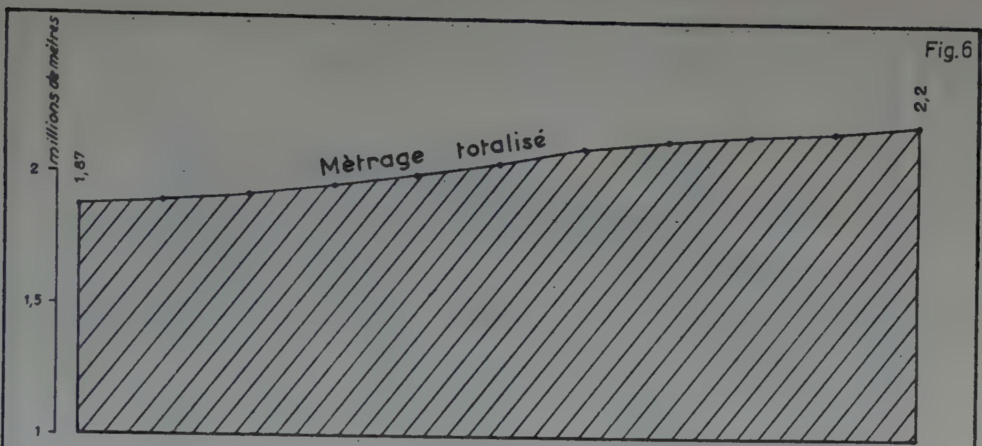
Actuellement le vaste no man's land que constituait le fossé rhénan entre le bassin potassique au sud et le champ de Pechelbronn au Nord a été reconnu par un certain nombre de sondages, dont les renseignements font profiter la connaissance de la paléogéologie.

Si nous n'avons pas cité en tête la découverte de Soultz-sous-Forêts antérieure de deux et trois ans à Staffelfelden, c'est parce qu'elle n'a pas eu la même incidence sur la prospection générale du fossé rhénan et qu'ayant suscité des recherches profondes malheureusement négatives dans le champ de Pechelbronn elle se confond, malgré sa production de 30 000 tonnes, avec le déclin du champ.

Malgré des productions moins importantes les découvertes peu profondes de Soufflenheim et de Schirrhein maintiennent l'attention sur les possibilités de production du tertiaire en-dehors du champ de Pechelbronn.

Pour que la prospection dans le fossé rhénan alsacien puisse se développer, il faut de nouvelles découvertes que seule une connaissance du fossé, améliorée au gré de la multiplication des sondages, pourra faciliter.

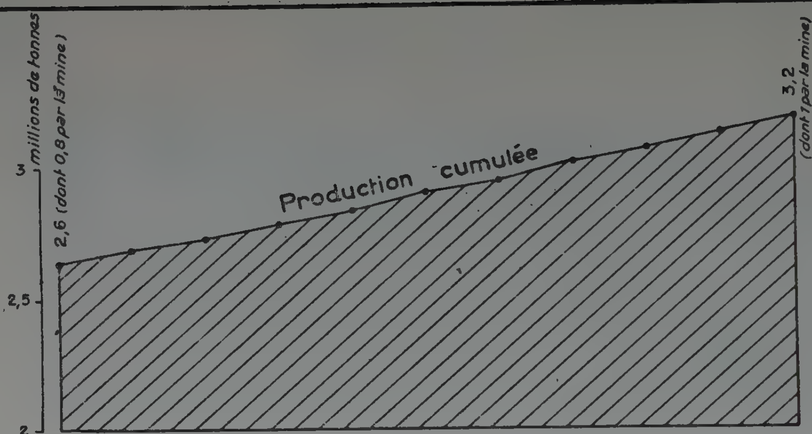
Pour conclure, nous constatons qu'au cours des dernières dix années, et plus spécialement des quatre ans écoulés depuis le déclenchement de l'exploration générale du fossé rhénan alsacien, la connaissance de ce fossé a fait d'énormes progrès et commence à disposer de moyens d'investigation qui devraient lui permettre de franchir dans les prochaines années une nouvelle étape dans la mise en valeur des ressources pétrolières de l'Alsace.



METRAGE FORE EN ALSACE DE 1945-1955

milliers de mètres
60
50
40
30
20
10
4,9
18,3
26,1
29,7
39,4
1,6
56,1
3
55,7
2,9
30
12,7
26,1
14,6
22
13,5
26,2
P.R.E.P.A.
Pechelbronn
S.A.E.M.
1945 1946 1947 1948 1949 1950 1951 1952 1953 1954 1955

Fig. 6.



PRODUCTION D'HUILE BRUTE EN ALSACE DE 1945-1955

milliers de tonnes
60
50
40
30
20
10

27,6 51,4 49,3 50 57 61,6 56,8 52,1 58,8 65,4 50,3

15,1 33 28,6 28 31,3 33,7 28,3 23,2 19,4 18,3 13

13 25,4 14,6

12,5 18,4 20,7 22 25,7 27,9 28,5 28,2 26,4 21,7 22,7

PREPA
PUITS
MINE
PECHELBRONN SAEM

1945 1946 1947 1948 1949 1950 1951 1952 1953 1954 1955

Fig. 7.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Association Française des Techniciens du Pétrole: Excursion géologique en Bade, Suisse et Haute-Alsace, Bull. No. 107, sept. 1954.

BENTZ, A. *Uber die Herkunft des Erdöls in Deutschland.* Roemeriana 1, Clausthal-Zellerfeld, 1954.

BLUMENROEDER, J. *La recherche de pétrole en Haute-Alsace.* Bull. Ass. Suisse Géol. Ing. Pétr. 20, No. 58, 1953.

LOUIS, M. & BIENNER, F. *Etude géo-chimique des pétroles du Fossé Rhénan.* Revue I.F.P., Vol. 8, No. 6, 1953.

MAIKOWSKY, V. *Le pétrole dans le Haut-Rhin,* 1952.

MARIE, M. *Nouveaux résultats des explorations pétrolières en Alsace.* Bull. Ass. Suisse Géol. Ing. Pétr. 19, No. 31, 1952.

SCHIRARDIN, J. *Les formations littorales et côtières du Sannoisien de la Moyenne-Alsace.* Bull. Serv. Carte Géol. Als. Lorr., tome 7, 1954.

SCHIRARDIN, J. *Les surfaces prétertiaires dans la vallée du Rhin en Alsace.* C. R. Acad. Sciences, t. 236, 1953.

SCHNAEBELE, R. *Monographie géologique du champ pétrolifère de Pechelbronn avec contributions* de J. O. Haas et C. R. Hoffmann, Mém. Serv. Carte Géol. Als. Lorr., 1948 (avec une longue liste bibliographique).

THEOBALD, N. *Répartition des faciès de l'oligocène inférieur dans le fossé rhénan C. R.* Acad. Sciences, t. 228, 1949.

WAGNER, W. *Das Gebiet des Rheintalgrabens während des Mesozoikums und zu Beginn seiner tertiären Ablagerungen.* Notizbl. Hessisch. Landesamt für Bodenf., Wiesbaden, vol. 81, 1953.

WIRTH, E. *Grundlagen und Aussichten der Erdölsuche im Rheintalgraben.* Zeitsch. Deutsch. Géol. Gesellsch. Bd 106, 1954.

LE BASSIN D'AQUITAINE

SITUATION DES GISEMENTS

Par P. MICHEL et B. GARREAU

L'exploration systématique du Bassin d'Aquitaine à des fins pétrolières débuta en 1938 lorsque le centre de Recherches de Pétrole du Midi, prédécesseur de la R.A.P., commença ses travaux dans l'avant pays pyrénéen. Ces études aboutirent à la découverte en Juillet 1939 d'un important gisement de gaz, de type calcaréo-dolomitique, dont le réservoir consistait en une brèche sédimentaire dite "brèche cénomanienne" et en une dolomie du Jurassique moyen qui forment toutes deux un seul et même réservoir.

Ce champ, par son importance et la valeur élevée de ses réserves (6 milliards 500 millions de mètres cubes) devait rester, jusqu'au 25 Avril 1950, le seul champ gazeux français.

Dans l'intervalle, la S.N.P.A. avait démarré un important programme de travaux sur le très vaste périmètre qui lui avait été concédé en 1942. Ce périmètre englobant celui de la R.A.P. allait jusqu'à la côte océanique et, vers le nord, jusqu'au parallèle de Mimizan. Quoique ce périmètre couvrît une partie importante de la zone dite "profonde" du bassin, les travaux furent surtout concentrés sur la zone des cordillières et peu de recherches furent faites vers le nord.

Après les résultats mitigés et d'interprétation délicate obtenus à Garlin, Audignon, Bastennes-Gaujac, un important gisement d'huile fut découvert en Décembre 1949, dans des dolomies du Sénonien inférieur. Il s'agit de LACQ supérieur.

Moins d'un an après (avril 1950) l'exploration profonde de la structure de LACQ amena la découverte d'un très important gisement gazeux dans des calcaires et dolomies d'âge Jurassique supérieur à Aptien. Par suite de la haute pression et de la corrosivité du gaz, il fut nécessaire de tuer le puits de la découverte: LACQ 3 et seul LACQ 104 devait donner une idée précise de l'épaisseur des zones productrices et de l'importance des réserves récupérables (100 milliards de mètres cubes environ).

En Février 1951, ESSO STANDARD obtient l'autorisation de commencer ses travaux dans le périmètre de recherches que cette Société avait obtenu au nord du permis S.N.P.A. (pl. 1).

Au deuxième forage d'exploration profonde, en Mars 1954, le champ d'huile de PARENTIS fut découvert dans un calcaire dolomitisé d'âge Jurassique supérieur à Aptien. Ce gisement apparut rapidement comme le plus important d'Europe Occidentale (actuellement 3.500 m3/jour).

Cette découverte importante fut suivie à environ un an d'intervalle par celle du champ de MOTHES, beaucoup moins important, à ce qu'il apparait aujourd'hui, quoique produisant depuis un peu plus d'un an 50 m3/jour, par un puits, sans diminution apparente.

Depuis 1939, quatre champs importants (deux d'huile et deux de gaz), ont donc été découverts, dans des formations appartenant toutes au Crétacé supérieur ou inférieur.

En dépit de notables indices d'huile et de gaz observés dans le Paléocène, le Jurassique moyen et l'Infra-Lias-Trias, aucune découverte importante n'a encore été faite dans ces formations.

L'étude de paléogéographie régionale qui va suivre portera donc exclusivement sur les sédiments crétacés.

PRINCIPALES DIVISIONS PALEOGEOGRAPHIQUES DU BASSIN D'AQUITAINE

Le Bassin d'Aquitaine présente une forme triangulaire ouverte vers l'Ouest et, d'après la nature et l'origine des dépôts, on peut y établir les divisions suivantes: (pl. 2)

I.—*La Zone Littorale*

Sa limite extérieure correspond aux affleurements crétacés de la bordure nord-est et est du bassin; sa limite intérieure n'est pas encore connue avec précision mais elle se trouve actuellement jalonnée par les forages de Carcans, Bouglon, Bordères et Muret. Ses principales caractéristiques sont:

—présence de dépôts marins à caractère littoral, d'épaisseur assez constante;
—présence de Cénomanien détritique fortement transgressif après une lacune de sédimentation d'importance très variable.
—absence totale de Crétacé inférieur.

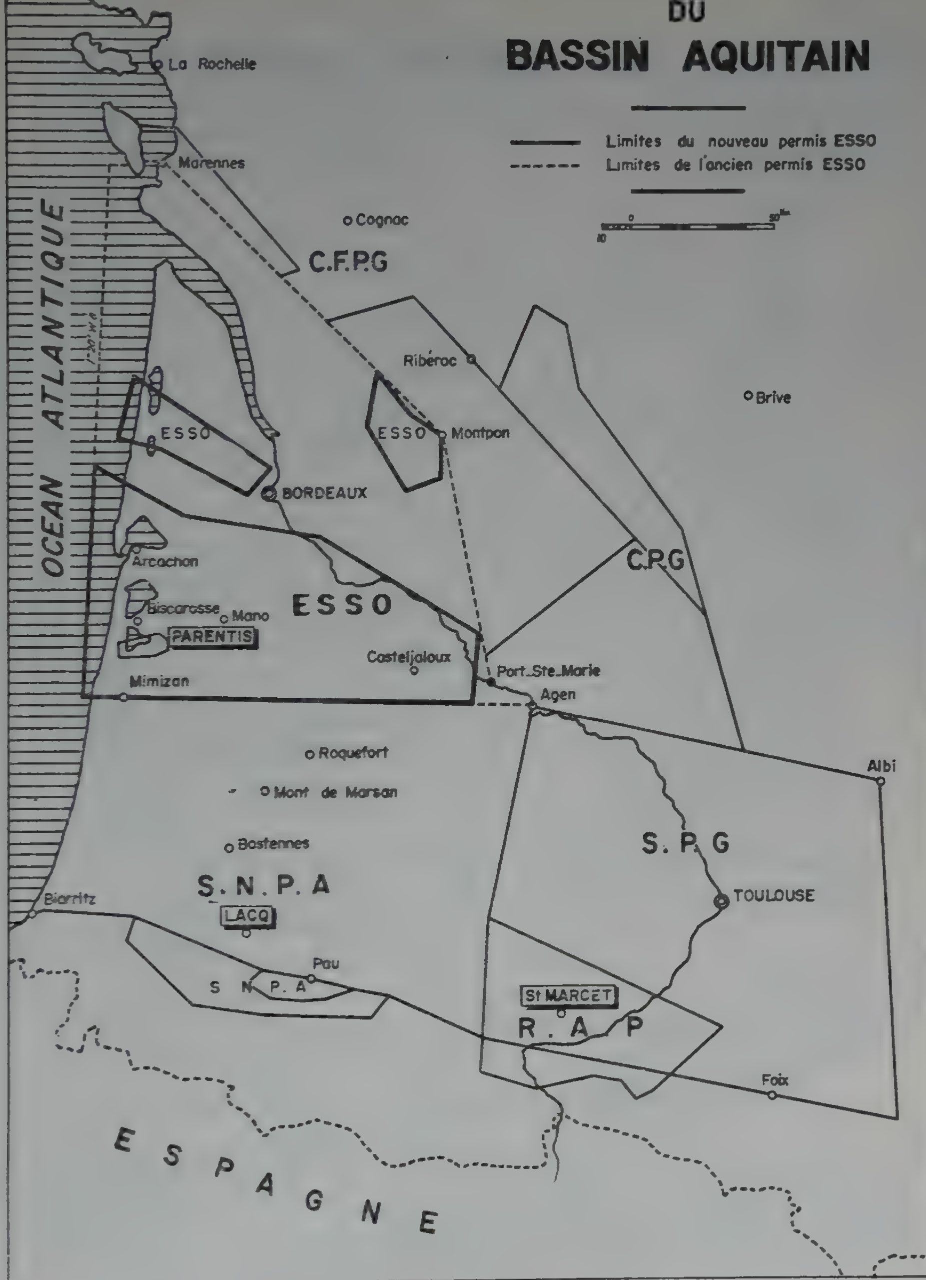


Planche N°1
CARTE DES PERMIS
DU
BASSIN AQUITAIN
Limites du nouveau permis ESSO
Limites de l'ancien permis ESSO
La Rochelle
Marennes
Cognac
C.F.P.G
OCEAN ATLANTIQUE
Ribérac
Brive
ESSO
ESSO
Montpon
BORDEAUX
C.P.G
Arcachon
ESSO
Biscarosse
Mano
PARENTIS
Casteljaloux
Port-Ste-Marie
Mimizan
Agen
Roquefort
Albi
Mont de Marsan
S.P.G
Bastennes
S.N.P.A
TOULOUSE
Biarritz
LACQ
Pau
S N P. A
St MARCET
R. A P
Foix
ESPAGNE

Planche N°2

PRINCIPALES DIVISIONS PALÉOGÉOGRAPHIQUES DU BASSIN AQUITAIN

ÉCHELLE

0 10 20 30 Km.

LÉGENDE

Abréviations	FORAGES
A.	Audignon.
BG.	Bastennes.
Bs.	Rios.
Bo.	Boos.
B.	Bordères.
BSM.	Bouglon Sainte-Marthe
Br.	Brocas.
Cs.	Carcans.
Cds.	Caudos.
Dr.	Dreuilhe.
Gn.	Gujan.
La.	Lacq.
LTB.	La Teste de Buch.
L.	Léon.
Ly.	Liposthey.
Ls.	Lugos.
Mo.	Mano
MZ.	Mézos.
Mu.	Muret.
SM.	Saint Marcet.
SMB.	Saint Martin du Bois.
SP.	Saint Palais.
SPB.	Saint Paul en Born.
SSe.	Sainte Suzanne.
St.	Sanguinet.
Sq.	Saugnacq.
Te.	Tennédou.
V.	Villenave.

OCÉAN ATLANTIQUE

SOUS-ZONE NORD

BASSIN NORD

SEUIL MÉDIAN

BASSIN SUD

ZONE LITTORALE

ZONE SOUS-PYRÉNÉENNE

ESPAGNE

BORDEAUX

TOULOUSE

PAU

Cs.1 SMB.1 Gn.1 LTB.1 Cds.1 Ls.1 St.1 Mo.1 Sq.1 Ly.1 BSM.1 SPB.1 Bs.1 Te.1 MZ.1 Bo.1 V.1 Br.1 L.1 B.1 A.1 BG.1 SSe.1 La.1 SP.1 Mu.1 SM.1 Dr.1



II.—*La Zone sous-Pyrénéenne*

Elle est jalonnée par les structures de Dreuilhe, St. Marcet, Ste Suzanne et St Palais. C'est la zone dite du "flysch", épais de 1500 m à St Marcet et qui est composé de marnes, de grès fins et de calcaire crayeux en bancs minces.

III.—*La Zone Centrale*

Elle est comprise entre les deux zones ci-dessus et ses limites nord-est et est sont encore mal connues par suite du manque de forages. Elle se caractérise par des dépôts calcaires et marneux à faune pélagique, d'épaisseur fortement variable.

Un certain nombre de sous-zones peuvent être distinguées par leurs caractères nettement définis:

a) *sous-zone nord:* cette région stratigraphiquement est de découverte récente et il est actuellement difficile de la raccorder avec les zones déjà indiquées. Elle se caractérise en effet par l'existence d'un Sénonien extrêmement épais (supérieur à 1500 m) formé de calcaires crayeux silicifiés, intercalés de marnes vertes, qui n'avaient encore été traversés par aucun des forages faits dans cette région. Elle englobe les puits de La Teste, Gujan, Caudos.

b) *le bassin de Sanguinet, Parentis, Mothes, ou bassin nord:* cette sous-zone se caractérise par:

—un Sénonien crayeux et marneux, d'épaisseur modérée (100 à 400 m).
—un Cénomanien marneux (marnes grises et noires).
—un Albo-aptien marneux (marnes noires à intercalations minces de calcaire marneux).
—un Aptien calcaire (calcaire détritique).
—un Néocomien calcaréo-dolomitique.
—un Jurassique supérieur non totalement traversé, composé de dolomies.

C'est dans ce bassin qu'ont été trouvés les gisements de Parentis et Mothes.

c) *le seuil médian:* sous un Cénomanien beaucoup plus calcaire que vers le nord et vers le sud, on trouve des séries calcaires irrégulièrement érodées, cette érosion pouvant aller jusqu'à la suppression totale

du Crétacé inférieur (Léon, Bos, Villenave, Brocas), ou jusqu'à une absence de Jurassique (St. Paul en Born, Bias, Tennedou et Mezos). Sur ce seuil, les transgressions anté-cénomaniennes et anté-crétacées semblent avoir un effet fortement variable mais toujours important.

d) *le bassin LACQ, Bastennes, Audignon, ou bassin sud,* dans lequel on trouve:

—un Sénonien formé de calcaire dolomitique.
—une série Albo-aptienne très épaisse, de marnes et de calcaires plus ou moins dolomitisés.
—un Néocomien calcaréo-dolomitique.
—un Jurassique supérieur dolomitique ou gréseux.

C'est dans ce bassin sud que le gisement profond de Lacq a été trouvé.

COMPARAISON DES DIFFERENTS CHAMPS

La lithologie des séries considérées nous montre que:

—Lacq profond et Parentis présentent de nombreux points de ressemblance
—Lacq supérieur présente de fortes analogies avec une zone poreuse à eau salée du Sénonien de Parentis.
—St Marcet, tant par sa couverture que par son réservoir, est jusqu'à présent unique en son genre et présente des caractéristiques indéniablement originales. C'est cette originalité qui va nous permettre de l'étudier à part, dans ses grandes lignes, nous réservant de comparer plus étroitement les séries de Parentis et Lacq.

CARACTERES GENERAUX DU GISEMENT DE ST MARCET

1° *Le Reservoir*

Il peut être divisé, de bas en haut, en deux ensembles qui, du point de vue production, agissent de concert:

a) un Jurassique moyen: dolomie finement vacuolaire, parfois bréchique (épaisseur 200 m environ).
b) la brèche cénomanienne: —sa partie inférieure dite "calcaréo-dolomitique (20 à 40 m) est formée d'une bréche polygénique avec parfois quelques intercalations de grès;

—sa partie supérieure dite "brèche marno-calcaire" (120 à 150 m) formée d'un calcaire noduleux, bréchique, à ciment de marnes noires.

La porosité de ces différents ensembles parait avoir une origine double. Dans la dolomie du Jurassique moyen, il semble que ce soit l'altération sub-aérienne antécrétacée qui ait rendu cette dolomie poreuse, agrandissant les pores et les fissures. Dans la brèche crétacée, la nature même du dépôt expliquerait l'origine de ses qualités de réservoir.

Un autre réservoir d'intérêt un peu moindre est constitué par des dolomies bréchiques du Lias inférieur.

L'ordre des porosités mesurées à St Marcet est de:

2,5 à 3% pour la dolomie du Lias;
5% pour la dolomie jurassique;
6% pour la brèche polygénique;
2,5 à 3% pour la brèche marno-calcaire.

Les perméabilités sont généralement inférieures à quelques millidarcies.

Ces deux facteurs de production atteignent des valeurs nettement plus élevées au voisinage des zones fracturées.

2° *La Couverture*

Elle est formée de marnes à très nombreuses intercalations de grès fin, et de calcaire crayeux en bancs minces.

Tout cet ensemble, d'âge Crétacé supérieur, est d'environ 1500 m d'épaisseur.

CARACTERES GENERAUX DES GISEMENTS PROFONDS DE LACQ ET PARENTIS

1° *Le Reservoir*

a) *Lacq*

Jurassique supérieur (pénétré sur 1000 m):
—à la base: calcaire brun noir, à pâte fine et quelques passées de marnes noires; présence d'anhydrite;
—au sommet: dolomie finement cristalline, parfois gréseuse.
Valanginien (120 m): calcaire parfois gréseux, détritique et pseudo-oolithique.
Néocomien (100/130 m): calcaire noir à anhydrite.

Néocomien (40/50 m): marnes et anhydrite.
Néocomien (50/60 m): calcaire supérieur marneux, micro-détritique.

L'ensemble de toutes ces formations, dont le total fait environ 300 m est généralement appelé "calcaires inférieurs".

b) *Parentis*

Jurassique supérieur (pénétré sur 80 m): dolomie probablement primaire, crypto-cristalline et marnes vertes;
Néocomien: calcaire détritique, à nombreuses intercalations de marnes noires, peu à fortement dolomitisé.
Aptien marneux (zone des marnes kaki) (30 à 40 m): alternance irrégulière de brèche sédimentaire, marnes noires, avec ou sans huitres, marnes kaki, grès.
Aptien: calcaire détritique, à rares intercalations de marnes noires; la porosité de cet ensemble calcaréo-dolomitique tient, d'une part à une fracturation principalement observée dans la zone axiale du gisement et à une porosité de matrice et de vacuoles d'origine dolomitique, pouvant aller jusqu'à 20%.

Dans la partie profonde du gisement (extrême base du Crétacé) quelques évidences du réseau de cavernes ont été trouvées par suite de fréquentes chutes libres de l'outil.

2º *La Couverture*

a) *Lacq*

Aptien inférieur (600 m d'épaisseur) formé de marnes noires plus ou moins gréseuses, appelées communément "marnes de Ste Suzanne".
Albo-aptien (1700/2000 m): calcaire détritique à algues, polypiers et orbitolines, plus ou moins dolomitisés. Ces calcaires qui portent le nom de "calcaires intermédiaires" se sont révélés en général pleins d'eau salée sulfurée (4 gr au litre).
Albien (environ 100 M) marnes grises et noires, dites de "St Palais".

La serie de couverture de Parentis comprend des alternances de marnes grises et noires;

calcaire micrograveleux beige;

d'épaisseur totale de 350/500 m. et groupe des formations d'âge Aptien à Cénomanien.

CARACTERES GENERAUX DU GISEMENT DE LACQ SUPERIEUR

Le champ de LACQ supérieur comporte une zone centrale dolomitisée et fissurée, à porosité de matrice et de fractures et des zones marginales plus calcaires, à porosité de matrice. La porosité moyenne du calcaire est de 23%. La porosité des zones dolomitiques est fortement variable.

Aucun indice d'hydrocarbure n'a été trouvé dans les formations correspondantes à Parentis (Sénonien inférieur à silex). Néanmoins, l'étude des courbes électriques a permis de mettre en évidence la présence d'une zone à forte porosité dans les 40 m. inférieurs du Sénonien. Cette zone a été testée en deux endroits (Ps. 3 et Ps. 11) et, dans le premier de ces deux forages, s'est révélé contenir de l'eau salée à 37/40gr./litre émulsionnée de gaz carbonique.

Dans les deux cas la couverture du gisement est formée de marnes tertiaires.

CORRELATIONS ENTRE CES DIFFERENTS ENSEMBLES

1° *Aptien inférieur à Jurassique*

De ce qui précède il ressort donc que les réservoirs de Lacq profond et de Parentis montrent une très grande analogie. Les formations qui les composent, en général formées de calcaire détritique, de marnes avec ou sans anhydrite et de calcaire à débris d'algues (Clypeïnes) et à Dictyoconus, semblent donc s'être déposées avec une grande homogénéité dans toute la partie centre-ouest du Bassin d'Aquitaine. Le tout a été plus ou moins dolomitisé par transformation secondaire, le Jurassique pouvant être éventuellement "le reservoir" de dolomie.

Ces couches ont été retrouvées dans différents forages, ce qui montre leur grande extension géographique. En effet, elles ont été traversées sous des épaisseurs variables

à LACQ: 350 m. environ,
à Parentis: 350/400 m.

à Mano: 150 m.
à Nogaro: 200 m.
à Bastennes, Garlin, Audignon, etc.

Ces dépôts reposent sur des dolomies souvent gréseuses du Jurassique supérieur (Lacq, Mano, Nogaro). On se trouve donc là en présence d'un régime épicontinental peu différencié, dont la grande homogénéite doit servir de guide dans la recherche des futurs gisements.

2º *Cenomano-Albo-Aptien*

Les formations de cet âge, représentées à LACQ par environ 2400 m. à 2700 m., passent à une serie similaire à St Palais (ouest-sud-ouest de Lacq) puis à une série marno-gréseuse de 600 m. d'épaisseur à Saubrigues (ouest-nord-ouest de Lacq) et aux marnes grises et noires de la couverture de Parentis (350/500 m.). Cette période dût correspondre à une phase sédimentaire très variable, l'ensemble des calcaires détritiques des intermédiaires, à caractère récifal, se biseautant rapidement vers le nord. Cette époque devait avoir un régime sédimentaire très instable: subsidence au sud, d'une région peu profonde (faciès subrécifal) et continuité de sédimentation accompagnée d'une plus grande uniformité lithologique vers le nord (dépôts marneux à faune pélagique).

La symétrie de ces deux bassins semble se poursuivre, si comme on le pense maintenant, les calcaires albiens du bassin nord sont l'équivalent des calcaires intermédiaires du bassin sud. Ces calcaires, de caractère purement récifal, ont été trouvés sous des épaisseurs fortement variables, de 30 m. (Mothes 1 et 3) à 500 m. (Saugnac 1) et 650 m. (Liposthey 1).

Le fluide contenu dans ce récif dont la porosité générale est énorme semble être une eau faiblement salée, voire douce.

Tous ces caractères confirment la remarquable similitude des bassins nord et sud, séparés par le seuil médian, déjà mentionné et dans une certaine mesure cette similitude s'est conservée au Senonien puisqu'il semble que le réservoir supérieur de Lacq soit la réplique de la zone poreuse du Senonien silicifié de Parentis. Seuls les fluides contenus dans ces deux zones se trouvent être, hélas, différents mais il semble que la recherche de ce réservoir soit un second guide à suivre dans la détection de nouveaux gisements.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

DUPOUY CAMET, J. *Triassic diapiric salt structures, South Western Aquitaine Basin, France.* Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., vol. 37, nº 10, Octobre 1953, pp. 2348-2388, 18 figs.

EARDLEY, A. J. *Petroleum geology of Aquitaine basin (France).* Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., vol. 30, nº 9, Septembre 1946, pp. 1517-1545, 8 fig.

MAUGIS, P. *Les recherches de pétrole dans le bassin d'Aquitaine.* Bull. Ass. Française des Techniciens du Pétrole, 1er. Août 1948, nº 70, pp. 19, 1943.

LE GISEMENT DE GAZ DE SAINT MARCET

Par PIERRE MICHEL *

Le gisement de gaz de St Marcet-Proupiary se trouve situé dans l'avant pays nord de la chaine des Pyrénées (pl. 1). Il occupe la moitié occidentale d'un anticlinal bien visible en surface, qui s'étend sur 22 km. de St Marcet à St Martory. Cet anticlinal présente en surface trois culminations qui sont, d'ouest en est (pl. 3 bis) : St Marcet, Proupiary, St Martory; un synclinal dissymétrique de 3 km. de largeur seulement le sépare à St Martory du dernier accident à caractère chevauchant qui soit connu dans la région (front nord-pyrénéen à noyau paléozoïque et triasique de Betchat/Salies du Salat).

DESCRIPTION, STRATIGRAPHIE ET HISTOIRE GEOLOGIQUE SOMMAIRES

Les terrains les plus anciens actuellement atteints par les sondages appartiennent au *Trias supérieur;* ce sont des marnes bariolées, des dolomies fines en bancs peu épais des niveaux d'anhydrite et de sel gemme; leur épaisseur de l'ordre de plusieurs centaines de mètres est difficile à chiffrer avec exactitude car la hauteur suivant laquelle ces niveaux ont été recoupés à St Marcet est exagérée par le diapyrisme.

Le Lias débute à sa base par une brèche dolomitique et une dolomie parfois irrégulièrement vacuolaire d'une quarantaine de mètres environ d'épaisseur; au dessus viennent des calcaires beiges peu ou pas dolomitiques, des calcaires rubannés cryptocristallins dont l'épaisseur est de 180 m. environ. L'ensemble de ces niveaux appartient au Lias inférieur.

Le Lias moyen est représenté par un ensemble de marne, de calcaire très marneux à Belemnites et à Pentacrines, de calcaire silicifié, de calcaire à silex noir.

Le Lias supérieur correspond à une sédimentation dans des eaux plus profondes; il est représenté par des marnes noires à Ammonites;

---

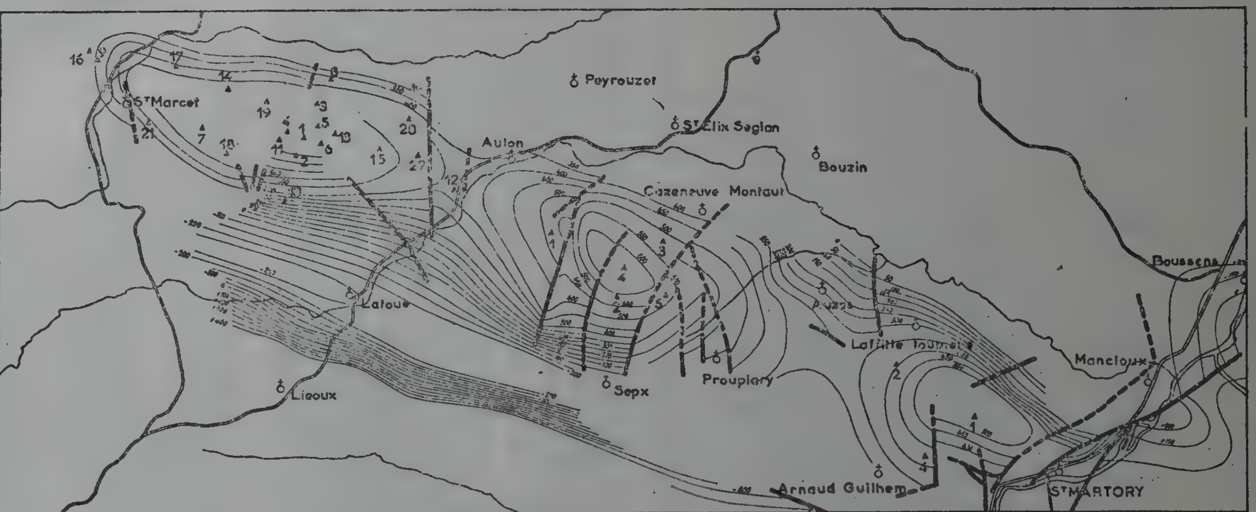
* Régie Autonome des Pétroles, Paris.
L'auteur adresse ses remerciements au Président Paul Moch et au Directeur Général André Martin de la Régie Autonome des Pétroles qui ont bien voulu autoriser la publication de cette note.

Planchs. 3 bis

CARTE STRUCTURALE

DES ANTICLINAUX DE S^T MARCET

PROUPIARY ET S^T MARTORY



LES ISOBATHES SONT CELLES DE LA BASE DU CALCAIRE NANKIN (MAESTRICHTIEN)

Faille

▲ Sondage

ECHELLE



Planche 3 bis.

la fin du cycle sédimentaire est annoncée par des marnes à Gryphées (G. beaumonti, G. sublobata) et à Rhynchonelles (R. cynocephala).

L'épaisseur du Lias marneux qui groupe le Lias supérieur et le Lias moyen est de 170 m. environ.

Le Jurassique moyen succède, en concordance, au Lias. Il est représenté par des dolomies ayant une texture finement vacuolaire, parfois bréchique, saccharoïde ou compacte. Il est difficile de préciser l'épaisseur de cet étage en raison de la difficulté d'y mesurer les pendages; elle est de l'ordre de 200 m.

Entre le Jurassique moyen et le Crétacé inférieur s'est écoulée une longue période pendant laquelle l'altération subaérienne a profondément agi sur les dolomies jurassiques, agrandissant les pores et les fissures et faisant d'elles un bon réservoir pour les hydrocarbures. Localement de la bauxite d'est déposée sur la surface d'érosion.

L'Aptien marque un retour de la mer et se traduit par le dépôt de calcaires bien connus sur le flanc nord de la structure de St Marcet. Aucun dépôt attribuable d'une façon certaine à l'Albien marneux n'est, par contre, connu à St Marcet.

La phase embryonnaire dite "pré-cénomanienne" du plissement pyrénéen se traduit par l'apparition à St Marcet, au sein de la fosse nord-pyrénéenne, d'une cordillière qui, à peine surgie de l'eau, fut en bute aux effets de l'érosion: il en résulta le dépôt sur elle de sédiments grossiers, de type bréchique, qui reposent en discordance sur les terrains antérieurs (voir pl. 3); dans le fond des synclinaux il est fort vraisemblable qu'il y ait eu continuité de sédimentation de l'Aptien au Cénomanien. Cette brèche de base du Crétacé supérieur a été recoupée par la presque totalité des sondages de St Marcet-Proupiary. Elle a une épaisseur moyenne de 180 m.

Sa partie inférieure dite "calcaréo-dolomitique" est constitué par une brèche polygénique extrêmement variable aussi bien par la taille des éléments que par son épaisseur qui est comprise entre 20 et 40 m.; quelques mètres de grès parfois grossiers peuvent exister à son sommet. Les irrégularités d'épaisseur et la nature lithologique de cette brèche polygénique montrent que ce terrain a été formé aux dépens d'un substratum de nature variable et que les matériaux arrachés à ce relief ont été entassés sur place, comblant les irrégularités de la topographie pré-cénomanienne, ce que confirme la localisation exclusive de cette brèche polygénique sur la zone faîtière du pli. Sa partie supérieure

dite "brèche marno-calcaire" est épaisse de 120 à 150 m. Elle est formée par un calcaire noduleux à allure bréchique dont les éléments sont emballés dans une marne noire froissée et micacée. Localement (au sondage nº 12) il s'y intercale un calcaire à Rudistes (Petalodontia). Ce faciès, comme le précédent, n'est connu que sur la zone faîtière de l'anticlinal; il passe sur les flancs à des marnes noires schisteuses, faciès profond des synclinaux adjacents.

La brèche de base du Crétacé supérieur présente un intérêt pétrolier considérable puisqu'elle constitue avec les dolomies du Jurassique moyen le réservoir essentiel de St Marcet-Proupiary. Un autre réservoir, de bien moindre intérêt, est constitué par les dolomies bréchiques et les dolomies du Lias inférieur.

Au-dessus de la brèche se déposa un ensemble marneux comprenant de nombreuses intercalations de grès fins, mais pouvant également renfermer localement (boutonnière de Proupiary et de St Martory) des bancs de calcaire crayeux à Echinides et à Spongiaires dont l'âge est le Crétacé supérieur et dont l'épaisseur mesurée à la verticale de l'axe de la structure de St Marcet est de 1500 m. environ. C'est la partie supérieure de cet ensemble marno-gréseux, couramment mais improprement appelé Flysch, qui forme le coeur des trois culminations de St Marcet, Proupiary, St Martory.

DESCRIPTION STRUCTURALE SOMMAIRE

Les observations géologiques de surface montrent que la structure de St Marcet/Proupiary/St Martory est du type des anticlinaux réguliers affectés de failles épi-anticlinales: ces dernières existent dans les trois boutonnières mais elles sont plus faciles à suivre sur le terrain dans le bombements de St Martory, et de Proupiary (où on peut reconnaitre leur tracé jusqu'au coeur de la structure grâce à des niveaux repères du "flysch") qu'à St Marcet où les recouvrements miocène et quaternaire gênent considérablement les observations.

Les flancs Nord et Sud des deux boutonnières de St Marcet et de Proupiary sont tectoniquement calmes et affectées de pendages de l'ordre de 25° (compris entre 15 et 30°), le flanc nord étant généralement plus incliné que le flanc sud. Le flanc sud de la culmination de St Martory est par contre très disloqué, vertical ou même renversé par suite du contrecoup du chevauchement de Betchat-Salies du Salat.

La forme structurale simple du profil transversal (pl. 3) de la structure de surface donne une image très atténuée de la structure profonde: la coupe transversale que nous avons dessinée, D. Schneegans et moi-même, la présente en effet comme une sorte de pli en champignon dont la zone faîtière est large et calme alors que les flancs sont très redressés, affectés, soit de failles généralement voisines de la verticale, soit même (sur le flanc nord) de plans de chevauchement. On peut considérer que la formation de ce pli s'est faite en deux temps principaux:

a) la phase anté-cénomanienne a modelé un premier pli; qui fut immédiatement nivelé par l'érosion et dont la conséquence est que tous les terrains postérieurs à la dolomie jurassique ont été ainsi enlevés sur la faîte de la structure puis recouverts par un manteau de brèche: les éléments de la brèche montrent bien que le pli devait former un haut fond et que les débris arrachés aux reliefs émergés plus ou moins ébranlés par des secousses très vraisemblables en ces temps d'instabilité de cette partie de l'écorce terrestre, se sont déposés dans les creux de la topographie ancienne.

Plus tard, la sédimentation troublée qui s'est effectuée a donné naissance à la brèche monogénique (calcaire noduleux à allure bréchique) qui constitue la partie supérieure de la formation gazéifère. L'ensemble même du Flysch est peut-être affecté de discordance sur la crête du pli ce qui expliquerait certaines anomalies des repères du carottage électrique (il y a des raisons de penser que la phase de surélévation antécenomanienne s'est prolongée en particulier jusqu'au sommet de l'ensemble de "marnes noires" qui constituent la base du flysch).

b) au cours du plissement pyrénéen (Eocène supérieur) la poussée verticale du noyau triasique a soulevé la carapace faitière du pli (Lias-Jurassique-Brèche) les terrains des flancs se raccordant tant bien que mal avec les parties synclinales par un jeu de compartiments faillés. Le mouvement vertical combiné avec un jeu latéral des cuvettes synclinals situées de part et d'autre et qui se sont rapprochées en étranglant le noyau triasique (ascension du sel sous l'influence des poussées latérales) permet d'expliquer le mécanisme par lequel la structure de St Marcet a pris naissance.

La disharmonie entre la structure de surface telle qu'elle ressort de la carte structurale dressée à partir des affleurements et la carte de

Planche N° 3

LE GISEMENT DE GAZ DE SAINT-MARCET

COUPE GÉOLOGIQUE

DE L'ANTICLINAL DE St MARCET

Par P. MICHEL et D. SCHNEEGANS †

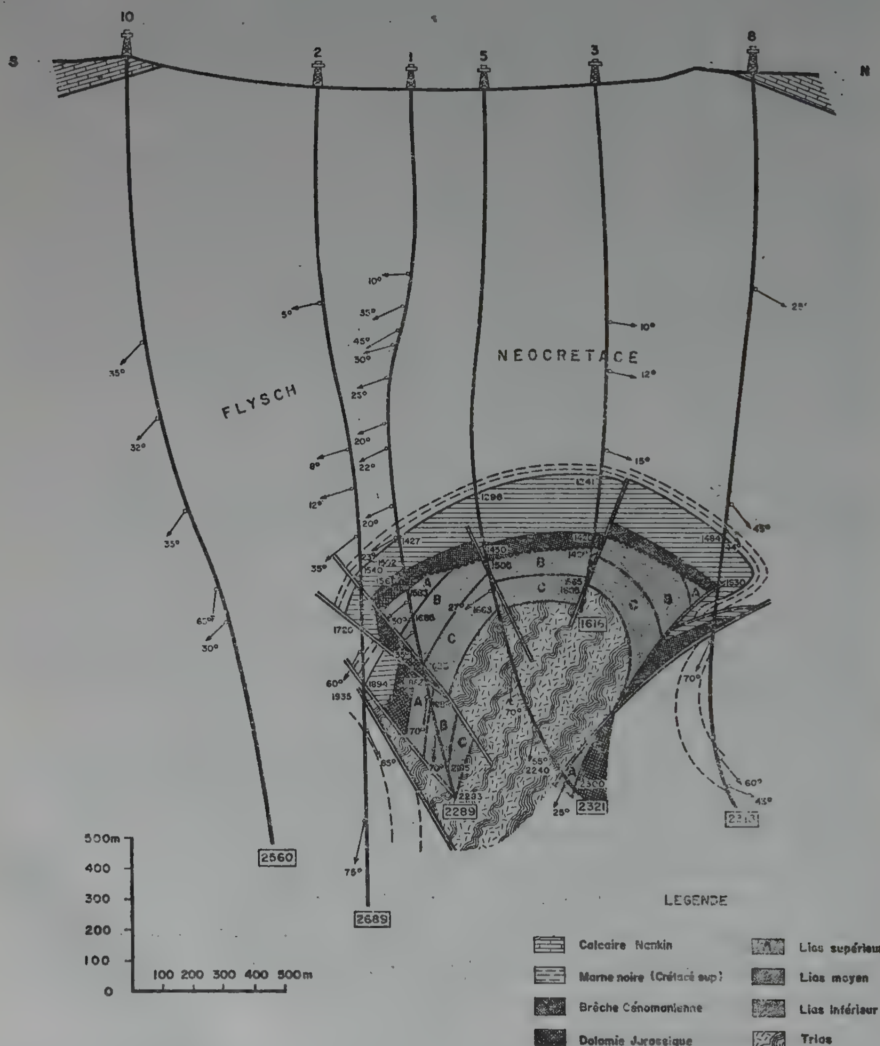


Planche 3.

subsurface au niveau du toit de la brèche est dans l'ensemble peu accusée dans la zone axiale; il y a par contre désaccord complet en ce qui concerne les flancs.

Si nous analysons le rôle du diapyrisme dans la formation du pli de St Marcet, nous savons que les manifestations de la tectonique salifère sont généralement locales et brusques et que les terrains plastiques du Keuper montrent une tendance à prendre une avance tectonique sur les autres terrains. Au cours du plissement ils cherchent à se frayer un passage dans le faite des plis, à s'insinuer vers les lieux de moindre résistance. De là vient que le diapyrisme ne se manifeste pas avec une égale importance sur toute la partie du pli de St Marcet-Proupiary-St Martory mais qu'il fait saillie la où le faite du pli a le mieux cédé à sa pression. Il ne faut dès lors pas s'étonner que la brusque surélévation axiale déterminée par le diapyrisme dans le coeur de St Marcet soit localisée dans la moitié occidentale du pli, tandis que la moitié Est (une partie de la boutonnière de Proupiary et la boutonnière de St Martory) serait restée en profondeur.

Il résulte de ces considérations que là où le diapyrisme a surélévé le substratum du Flysch les épaisseurs du Flysch à forer jusqu'à la série gazéifère sont comprises entre 1.200 et 1.700 m environ, tandis que dans les zones qui n'ont pas bénéficié de cette poussée verticale, le noyau profond des plis a pu rester enfoui sous des épaisseurs de flysch de 2.000 à 2.300 mètres.

L'accumulation des hydrocarbures s'est portée vers les points hauts créés par le diapyrisme.

LE PROBLÈME PÉTROLIER

Les deux principaux réservoirs sont la brèche de base du Crétacé supérieur et la dolomie du Jurassique moyen, la couverture étant formée par les marnes du Crétacé supérieur.

La brèche de base et la dolomie du Lias calcaire constituent localement des réservoirs (beaucoup moins intéréssants que les deux précédents).

L'ordre de grandeur des porosités mesurées à St Marcet est le suivant: brèche marno-calcaire: 2,5 à 3%, brèche polygénique: 6%, dolomie jurassique: 5%, dolomie et calcaire du Lias: 2,5 à 3%. Les perméabilités sont généralement inférieures à quelques millidarcies. Il convient de noter que les porosités et surtout les perméabilités s'a-

méliorent considérablement au voisinage des nombreuses zones de failles.

Le premier sondage qui fut aussi le sondage de la découverte fut implanté à peu près au centre géométrique de la structure (à 300 m environ au sud de l'axe de surface). Des manifestations de gaz très violentes se produisirent dès l'entrée dans les brèches de base du Crétacé supérieur (Juillet 1939), puis dans la dolomie du Jurassique moyen qui est immédiatement sous-jacente et qui constitue avec la brèche une même zone gazéifère. Des niveaux pétrolifères furent découverts plus bas dans deux compartiments de dolomie jurassique situés respectivement à 1830 et 1930 m mais pour des raisons techniques ils ne purent être mis en production que d'une façon précaire (ils donnèrent lieu à une production journalière de 16 à 24 m^3 d'huile paraffinique du 21 Avril au 4 Mai 1940).

A partir du sondage de la découverte les sondages furent placés suivant trois profils:

1/d'abord un profil transversal passant par le puits de la découverte et destiné à renseigner sur la section transversale de la structure (ce sondage nº 2 placé à 300 mètres au Sud de SM. 1 fixa la limite de l'extension vers le Sud des roches magasins découvertes par le premier puits; ces indications furent confirmées plus tard par le sondage nº 10). Les sondages nº 3 et nº 8 situés respectivement à 600 m et 1100 m^3 du puits nº 1 précisèrent la zone de culmination et localisèrent le flanc nord. Le sondage nº 5 fortement dévié vers le nord, rencontra en profondeur —après avoir traversé le noyau triasique du puits— la série renversée du flanc nord complétant ainsi les données procurées par le sondage nº 8 dans les assises du Crétacé supérieur.

2/ Avant l'achèvement du profil transversal dont il vient d'être parlé, un profil longitudinal passant par le puits de la découverte fût entrepris.

3/ Un deuxième profil transversal passant par le puits nº 7 fut exécuté dans la partie de la structure que le profil précédent présentait comme ayant des chances d'être en profondeur plus large que celle où avait été implanté le puits nº 1. Les résultats sont rassemblés dans la figure jointe. (pl. 3)

Au total 22 puits furent forés sur la culmination de St Marcet. Sur ce nombre quatre furent secs, ce sont ceux qui limitent le gisement vers le sud, les dix huit autres rencontrèrent des couches de gaz à

haute pression, parmi eux deux rencontrèrent en plus des niveaux imprégnés d'huile (puits n° 1 et 11). La mise en exploitation pour l'huile de ces deux puits s'avéra décevante (au total 6200 m^3 d'huile seulement furent produits par ces 2 puits) et le gisement n'est actuellement exploité que pour le gaz.

Sur la boutonnière de Proupiary, cinq sondages furent exécutés; le premier destiné à étudier comment se prolongeait vers l'est le gisement de St Marcet fut placé dans la moitié occidentale de la structure, légèrement au Sud de l'axe afin de tenir compte de la dyssymétrie probable de la structure (comme à St Marcet le flanc nord de surface est plus abrupt que le flanc sud). Il recoupa la brèche de base du Crétacé supérieur sous un faciès voisin de celui de St. Marcet mais sous une épaisseur plus faible. Le sondage traversa ensuite la dolomie du Jurassique supérieur sous une hauteur considérable (de 1843 à 2092 m). Une importante production de gaz fut obtenue de ce puits.

Ses trois sondages suivants étaient destinés à faire une coupe. transversale de la boutonnière dans la zone où celle-ci apparaissait la plus large d'après la géologie de surface. En fait, ils montrèrent que la structure de profondeur était étroite. Des indices nombreux de gaz furent obtenus de l'un d'eux, mais ils ne donnèrent lieu à aucune production.

Le dernier sondage fut placé en position axiale sur la partie orientale de la structure.

En définitive, sur les cinq puits forés un seul est productif de gaz.

Sur la boutonnière de St Martory, trois puits secs furent forés, de nombreux indices de gaz furent observés, aucune production ne fut obtenue.

EXPLOITATION DU GAZ

La culmination de St Marcet et la partie occidentale de celle Proupiary forment un seul et même gisement de gaz et les chutes de pression enregistrées dans l'un se répercutent dans l'autre.

Les réserves initialement exploitables sont estimées à 6 milliards 500 millions de mètres cubes. L'exploitation commença en 1942 et à la date du 31 Décembre 1955, 2.513.649.000 m^3 avaient été extraits du gisement: la presque totalité provient du réservoir constitué par la brèche de base du Crétacé supérieur et de la dolomie jurassique, 23.10^6 m^3 provenant des dolomies du Lias et 2 millious seulement de petits

niveaux de grès interstratifiés dans les marnes du "flysch". La production annuelle fut de 273.928.000 m³ au cours de l'année 1955. Le gaz produit est un gaz humide.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

SCHNEEGANS, D. *Les caractéristiques géologiques des gisements de gaz naturel.* Association Française des Techniciens du Pétrole, 3 Mai 1944, fig. 17 et 18.

— *Gas bearing sructures of southern France.* (Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., Vol. 32, nº 2, Fevr., 1948, pp. 198-214, 6 figs. 1 table).

GUBLER, Y. Mme., J. CUVILLIER, E. G. BONNARD, P. MAUGIS, P. MICHEL et V. PEREBASKINE. *La géologie de l'Aquitaine et ses possibilités pétrolifères.* (3ème Congrès Mondial du Pétrole, La Haye 1951, Sect. I, pp. 296-315).

BONNARD, E., B. CLAVIER, P. MICHEL, D. TRUMPY, M. MAINGUY, H. HLAUSCHEK, R. M. SERONIE VIVIEN, M. VIGNEAUX, J. CUVILLIER, V. PEREBASKINE, M. GOTTIS, M. ORGEVAL, M. MARIE et Y. GUBLER. *Les possibilités pétrolières du Jurassique de l'Europe moyenne, les problèmes français.* (4ème Congrès Mondial du Pétrole, Rome Juin 1955, Section 1/A/3, pp. 173-185).

LES GISEMENTS DE LACQ (B. P.)

Par J. SCHOEFFLER. *

Les gisements de pétrole et de gaz de LACQ sont situés entre PAU et ORTHEZ, le long de la vallée du Gave de Pau.

C'est une structure anticlinale très vaste et de style le plus classique, qui abrite, dans les calcaires et dolomies du Sénonien, le pétrole, et, au sein des dolomies du Jurassique supérieur et du Néocomien, le gaz. Les profondeurs moyennes sont les suivantes:

Sénonien........................	600 m environ
Jurassique à Néocomien...........	3 à 4.000 mètres.

La structure de Lacq est chevauchée, vers l'ouest, par l'anticlinal déversé et faillé de Ste Suzanne et son annexe le synclinal de Sauvelade. La faille d'Orthez Lagor limite à l'est ces unités (Pl. 6).

STRATIGRAPHIE

La succession stratigraphique est la suivante, de bas en haut:

Jurassique Supérieur

A la base, calcaire brun noir, à pâte fine, avec quelques passées marneuses noires, de quelques centimètres d'épaisseur. Quelques nodules ou veines d'anhydrite blanche.

Vers le sommet, dolomie finement cristalline, azoïque, ou comprenant quelques rares Spirocyclina et Pseudocyclammina.

L'épaisseur de ces couches atteint au moins 1.000 m. La sonde n'a jamais pénétré les séries sous-jacentes sur l'anticlinal de LACQ.

Néocomien

L'habitude a été prise de distinguer un Valanginien calcaire, parfois gréseux, à Characés, Ostracodes, Milioles, et un Néocomien pro-

* Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine.
L'auteur adresse ses remerciements à la Direction Générale de la Société qui a bien voulu autoriser la publication de cette note.

prement dit, calcaire noir, à Annélides, Choffatelles, Polymorphinidés, Glomospira, avec intercalations d'anhydrite.

Aptien Inférieur

C'est le faciès dit "des marnes de Ste Suzanne", marnes noires plus ou moins gréseuses, dures, compactes, micacées et pyriteuses. Parfois, la roche est assez fissile et se débite en minces feuillets. Cet ensemble, localement très gréseux, ne contient pratiquement aucune microfaune.

Albo-Aptien

Des marnes ou marno-calcaires de teinte foncée, à spicules, et des calcaires à Orbitolines et Mélobésiées, passant à une dolomie cristalline de teinte souvent claire, forment un ensemble très épais (1.500 à 2.000 m) plein d'eau salée sulfurée à 4 gr au litre. Les faciès calcaires et dolomitiques sont développés vers l'est. Au contraire, à l'ouest du champ, les marnes à spicules sont prédominantes.

Cénomano-Turonien

Il est formé d'un calcaire beige clair à blanchâtre, riche en calcite, localement crayeux, à Préalvéolines, Chrysalidines, Milioles, et de dolomie cristalline grisblanchâtre, localement verdâtre ou rosée, saccharoïde, vacuolaire, azoïque. *Épaisseur* moyenne: 300 m.

Senonien Inférieur

C'est un calcaire gris clair, poreux, localement glauconieux, à rognons de silex gris-bleuté; quelques Lagena, Rosalines, Operculinelles. Ce calcaire peut devenir dolomitique —*Épaisseur:* 200 mètres.

Aturien

Une tradition des géologues de la S.N.P.A. veut que l'on appelle Aturien un calcaire marneux gris, compact, à nombreux Lagena et quelques Rosalines —*Épaisseur:* 50 m.

Paléocène

Cette zone est assez énigmatique. Elle est parfois composée de blocs de calcaires sénoniens, séparés par de minces délits de marnes à

Globorotalia de l'Eocène. Il s'agit peut être de débris écroulés d'une falaise toute proche, au sein d'une mer relativement calme. *Épaisseur:* très variable de 10 à 80 m.

Yprésien

Marnes argileuses grises à Globigérines, Globorotalia et Rotalidés divers.

Molasse

Marnes sableuses jaunes à passées de calcaire gréseux ocre-roux.

PALEOGEOGRAPHIE ET TECTONIQUE

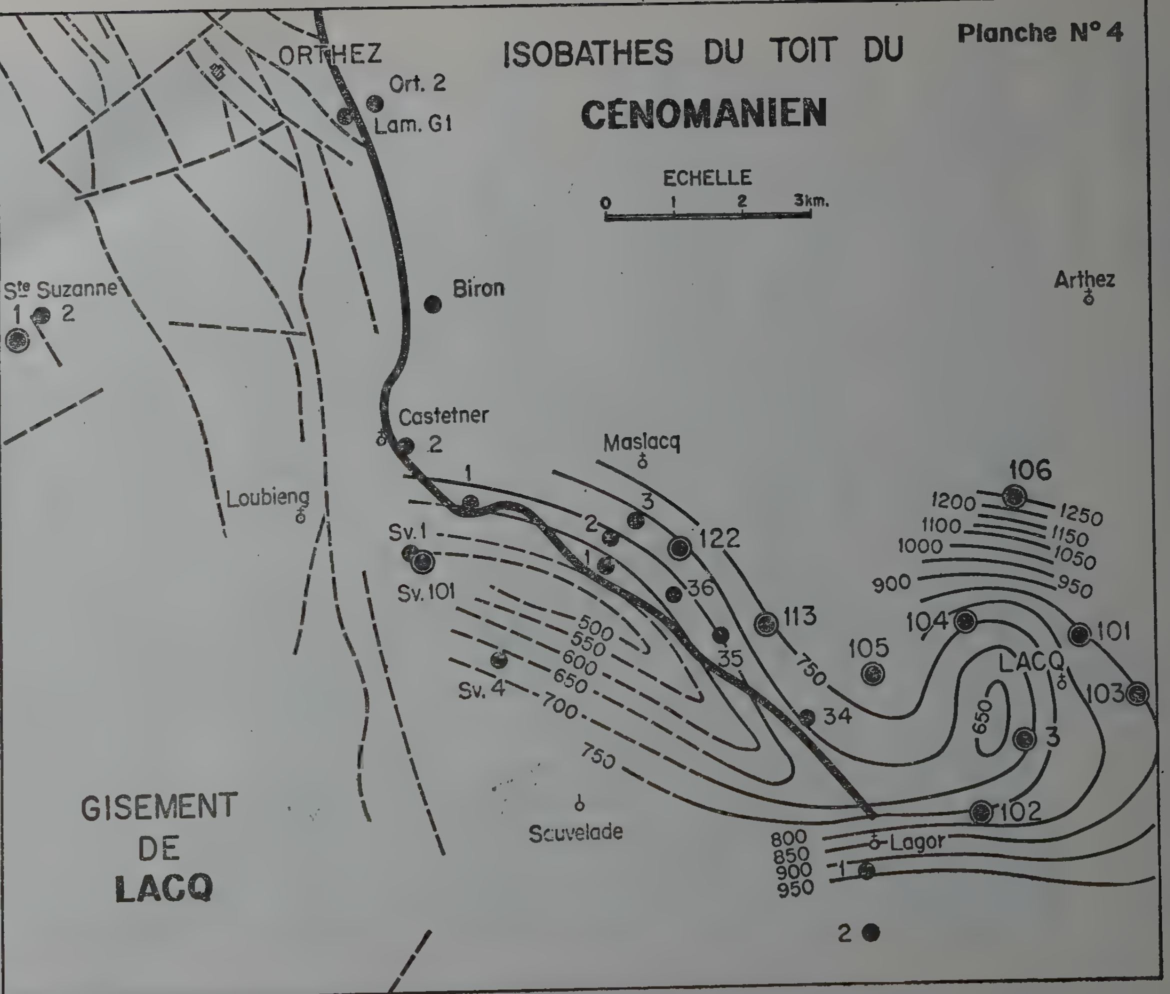
LACQ étant situé vers la zone centrale de la fosse emplie de sédiments du Crétacé inférieur (pl. 1) qui s'étend au nord des Pyrénées occidentales, les discordances qui existent en bordure de cette fosse, entre les différentes unités sédimentaires de cet âge, son à LACQ très atténuées ou à peu près inexistantes (pl. 4-5).

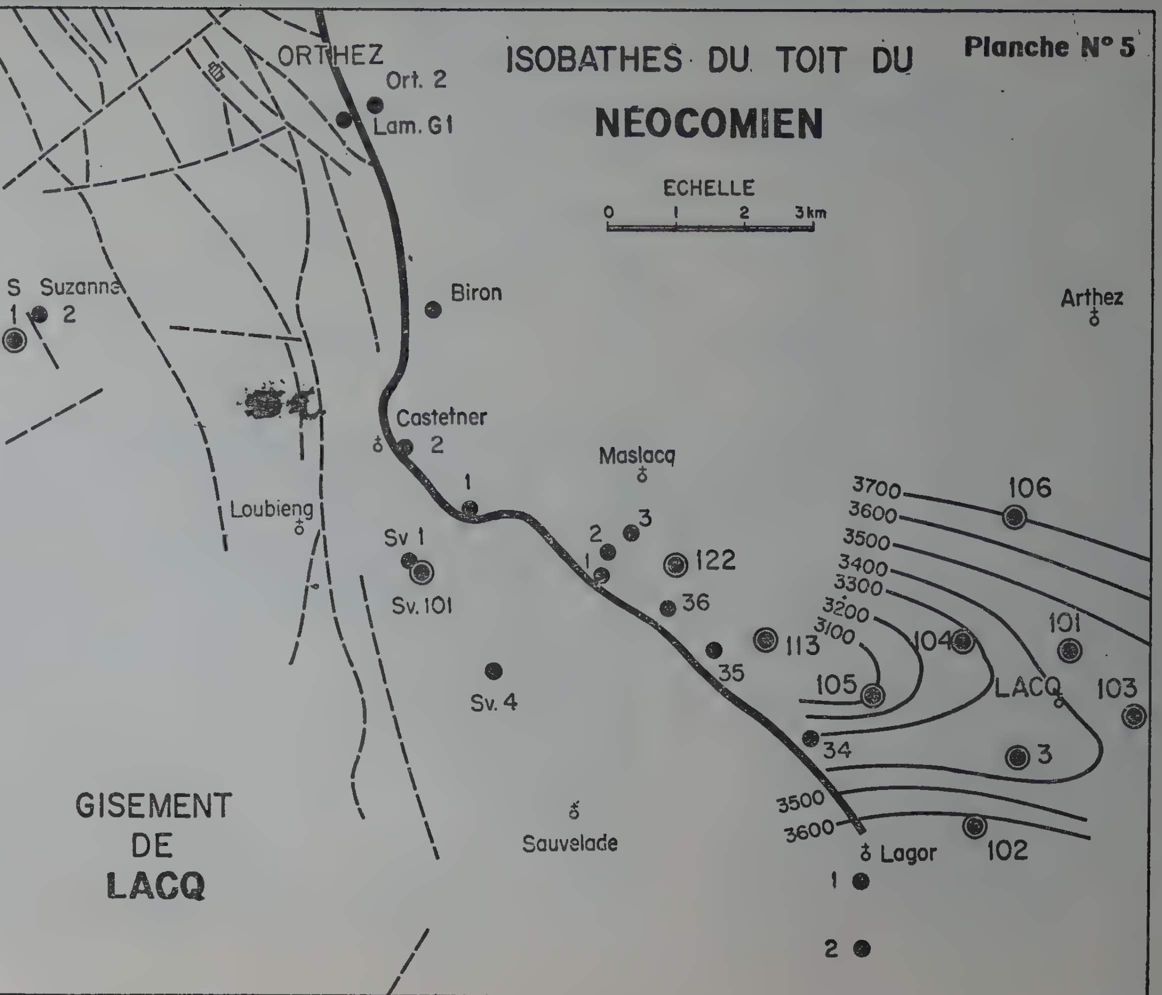
C'est à partir du Cénomanien que cette région, placée dans la zone de passage du flysch crétacé supérieur, très épais au sud (2 à 3.000 m), et des faciès calcaires, dits faciès de plateforme (5 à 800 m) subit une évolution plus complexe.

Le Cénomanien repose transgressivement sur l'Albo-Aptien; une phase d'érosion a vraisemblablement raboté une épaisseur de sédiments importante. En fait, les isopaques de l'Albo-Aptien varient de 700 m entre La 102 et La 105. Des mouvements antécénomaniens sont probables.

La structure a, d'autre part, été plissée à l'aurore des temps éocènes. Le Paléocène repose en effet sur les couches plus anciennes par l'intermédiaire d'une formation curieuse, d'épaisseur très variable, formée de blocs arrachés directement au substratum et cimentés par une marne riche en microfaune de la base de l'Eocène. Une érosion totale du Danien s'est produite. L'ATURIEN et le SENONIEN sont parfois absents. La zone haute de la structure, à cette époque, parait se situer sous le chevauchement de la faille de Lagor.

Des plissements d'âge pyrénéen, au Lutétien, ont sans doute modelé une dernière fois l'ensemble, qui était sans doute émergé au Lutétien. La mer lutétienne devait être limitée vers le sud par la structure de


Planche N° 4
ISOBATHES DU TOIT DU
CÉNOMANIEN
ECHELLE
0 1 2 3km.
ORTHEZ
Ort. 2
Lam. G1
Biron
Ste Suzanne
1 2
Castetner
2
Maslacq
1
3
2
1
122
36
35
113
34
750
Loubieng
Sv.1
Sv.101
Sv. 4
500
550
600
650
700
750
Arthez
106
1200
1100
1000
900
1250
1150
1050
950
104
105
101
LACQ
103
650
3
102
Lagor
800
850
900
950
1
2
Sauvelade
GISEMENT
DE
LACQ


Planche N° 5
ISOBATHES DU TOIT DU
NÉOCOMIEN
ECHELLE
0 1 2 3km
ORTHEZ
Ort. 2
Lam. G1
S Suzanne
1 2
Biron
Arthez
Castetner
2
1
Maslacq
Loubieng
Sv 1
Sv. 101
Sv. 4
2
3
1
122
36
35
113
3700
3600
3500
3400
3300
3200
3100
106
101
104
105
LACQ
103
34
3
3500
3600
Lagor
102
1
2
Sauvelade
GISEMENT
DE
LACQ

Lacq, les couches lutétiennes, qui ont été recoupées par La 106, viennent mourir en biseau allongé Est-Ouest, un peu au sud de ce sondage.

En résumé, la structure de Lacq fait partie du centre du Bassin au Crétacé inférieur; par contre, à partir du Cénomanien, elle se situe à la charnière de la plateforme à dépôts de faciès néritiques au nord et faciès flysch au sud, dans une région mobile et instable. A l'Eocène inférieur, la structure est toujours placée dans cette même zone. A partir du Lutétien, elle fait partie du bâti pyrénéen du continent qui limite au sud le golfe d'Aquitaine.

L'unité de Ste Suzanne et le synclinal de Sauvelade chevauchent assez largement l'anticlinal de Lacq, comme le montrent les planches 6, 7 et 4. Les planches 7 et 6 montrent des coupes sud-ouest/ nord-est obtenues par forages et levés de terrain.

HISTOIRE DE LA DECOUVERTE DE LACQ

La région étant entièrement recouverte de molasse et d'alluvions, l'implantation du forage de La 1 fut basée sur les résultats de la prospection sismique.

Deux grands profils, exécutés par la C.G.G. en 1947 et 1948, indiquent une culmination à leur intersection, dans le voisinage du sondage de Lacq. Trois sondages à la Failing sont exécutés, montrant avec certitude le plongement du dome de Lacq vers le sud-ouest, vers l'anticlinal de Ste Suzanne, dans les couches tertiaires.

Les conceptions de l'équipe amenaient à penser que Lacq se plaçait dans la zone flysch du Crétacé supérieur et c'est un appareil, d'une puissance de 3.000 m, qui fût chargé d'explorer cette structure.

En fait, le trépan traversait, à partir de 500 m les séries calcaires du Crétacé supérieur et les dolomies du Sénonien inférieur devaient se révéler productives; nous sommes en Novembre 1949 et c'est la découverte par la S.N.P.A. de son premier champ pétrolifère.

Mais l'exploration des séries inférieures n'etait pas perdue de vue. Le 25 Avril 1950, La 3 commençait —à 3.550 m 90, dans des calcaires et dolomies d'âge inconnu une éruption non contrôlée se produit, dont la violence oblige à tuer le puits. C'est La 104 qui devait le premier donner une idée de l'épaisseur des séries imprégnées de gaz et de l'importance des réserves récupérables.

Planche N° 6

GISEMENT DE LACQ

COUPE SAUVELADE - LACQ



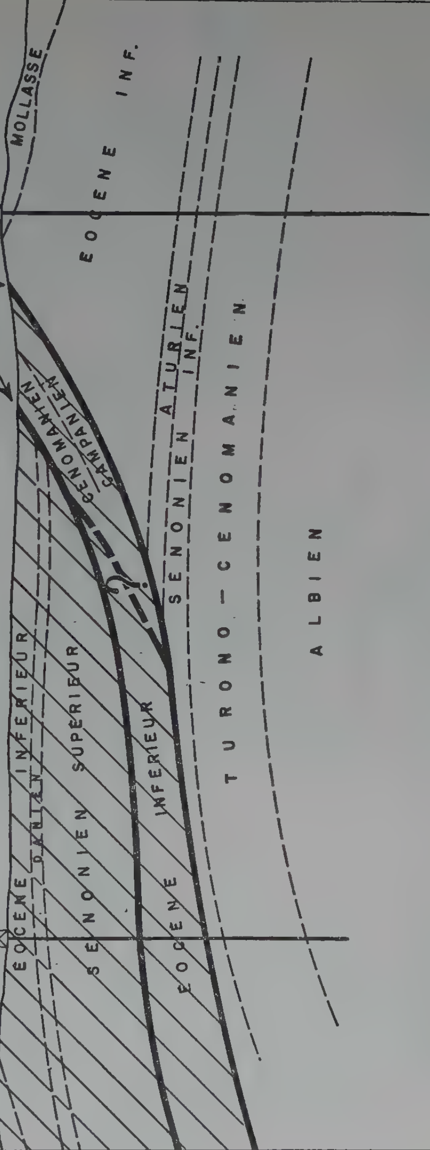




Planche N° 7

GISEMENT DE LACQ

COUPE SAUVELADE - CASTETNER



DEVELOPPEMENT ET CONDITIONS D'EXPLOITATION

1/—Le champ de Lacq supérieur comporte une zone centrale dolomitique et fissurée, contenant de l'huile de matrice et de fissures, et des zones marginales calcaires présentant une porosité et une saturation en huile de matrice. Le calcaire poreux présente une porosité moyenne de 23%. La zone dolomitique se caractérise par des valeurs de porosité plus faibles, présentant de grands écarts. La présence de fissures parait liée au degré de dolomitisation. Le spacing adopté est de 200 m environ. Il y a actuellement 19 puits en pompage et 16 puits éruptifs. 69 ont été forés.

2/—Le champ de Lacq inférieur en est actuellement au stade des essais.

RESERVES DE GAZ ET DE PÉTROLE

1/—*Lacq Supérieur:* au 1° Janvier 1955, le champ avait produit environ 1.320.000 m^3 d'huile. Sur ce total, 1.260.000 provenaient de la zone dolomitique donc de fissures ou de géodes.

Au 1° Janvier 1956, selon des estimations conservatives, les réserves récupérables seraient de l'ordre de 700.000 m^3.

2/—*Lacq Inférieur:* après les essais de La 102 et les données fournies par les 7 puits profonds qui ont été forés, les réserves récupérables de gaz paraissent se situer aux alentours de 100 milliards de mètres cubes.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

BONNARD, E. G. *Discovery of oil at Lacq Dome (Basses Pyrénées) south-western France* (Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol., Vol. 34, nº 7, juil, 1950, pp. 1584).

— *Découverte de la structure pétrolifère de Lacq (B. Pyrénées) et ses enseignements sur la géologie de l'avant pays pyrénéen.* (Bull. Ass. Suisse des Geol. et Ingénieurs du Pétrole, Vol. 17, nº 53, Dec., 1950, pp. 15-29, 6 figs.).

— *Historique des recherches en Aquitaine et la découverte de Lacq* (Revue de l'Inst. Français du Pétrole, Vol. v, nº 7, 1950, pp. 203-212.

MAUGIS, P. *Premières études du champ de Lacq* (Revue de l'Inst. Français du Pétrole, Vol., v, nº 7, Juil., 1950, pp. 212-224).

LE GISEMENT DE PARENTIS

Par B. GARREAU *

Depuis la découverte de ce champ, en Mars 1954, un certain nombre d'articles ont été écrits dans différentes revues françaises et étrangères, dont on trouvera les références ci-après, et en particulier une communication importante a été faite au quatrième Congrès Mondial du Pétrole en 1955.

Toutes ces communications étant parfaitement documentées et certaines de date fort récente, il ne nous a pas paru nécessaire de reprendre leur argumentation en vue de ce Congrès. En effet, peu de résultats nouveaux ont été obtenus sur le champ de Parentis ces derniers temps.

Nous pensons donc préférable de renvoyer les lecteurs à ces communications, dont nous donnons par ailleurs la liste et les références, et de limiter la participation ESSO REP à ce Symposium à la présentation d'une série de cartes, coupes et schémas résumant les connaissances actuelles sur Parentis. (Voir Planches 8 à 13).

* Esso Rep.

Planche N°8

SITUATION DES CHAMPS DE PARENTIS ET MOTHES ET FORAGES D'EXPLORATION NORD AQUITAINE

Echelle



LEGENDE

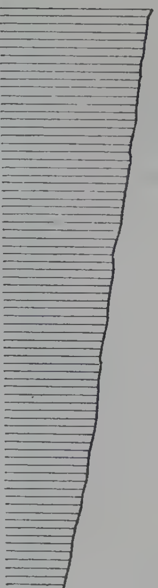
ABREVIATIONS	Forages
B.S.M	Bouglon-Sainte-Marthe
Cs.	Carcans
Le.	Lamarque
L.T.B	La Teste de Buch.
Ly.	Liposthey
Mo.	Mano
Ms.	Mothes
Px.	Pontenx
S.M.B	Saint-Martin du Bois
S.P.B	Saint-Paul-en-Born
St.	Sanguinet
Sq.	Saugnacq
Yx.	Ychoux
Gn.	Gujan
Bs.	Balanos
Cds.	Caudos
Ls.	Lugos
Lts.	Lucats

LEGENDE	
●	Puits producteur
◐	Puits avec indices
⊕	Puits sec
⊖	Puits en forage
O	Emplacement

OCEAN ATLANTIQUE
Marennes
BORDEAUX
Arcachon
Le.I
Cs. I
2
SMB. I
LTB. I
Gn. I
Bs. I
Cds. I
St. I
Ls. I
Mo. I
Sq. I
Permis de Mothes
Concession de Parentis
Lts. I
Ly. I
Px. I
SPB. I
BSM. I
Mimizan
Port-Ste-Marie
AGEN

Planche N° 9

CARTE DÉTAILLÉE DES CHAMPS DE PARENTIS ET MOTHES



0 1 2 3 Km

Biscarrosse

Parentis

Gastes

Ychoux

BORDEAUX

BAYONNE

Ps.7 Ps.20 Ps.21 Ps.18 Ps.16 Ps.17 Ps.11 Ps.15 Ps.5 Ps.4 Ps.14 Ps.22 Ps.J Ps.13 Ps.9 Ps.3 Ps.19 Ps.23 Ps.1 Ps.12 Ps.10 Ps.8 Ps.2

Yx.1 Ms.3 Ms.2 Ms.1 Scq.1

Concession d'exploitation de PARENTIS

Permis d'exploitation de MOTHES

LEGENDE

- Puits producteur
- Puits avec indices
- Puits sec
- Puits en forage
- Emplacement

Planche N° 10

COUPE TRANVERSALE DE L'ANTICLINAL DE PARENTIS



Planche N° 11

CHAMP DE PARENTIS

CARTE DE CONTOURS DU SOMMET DU RESERVOIR

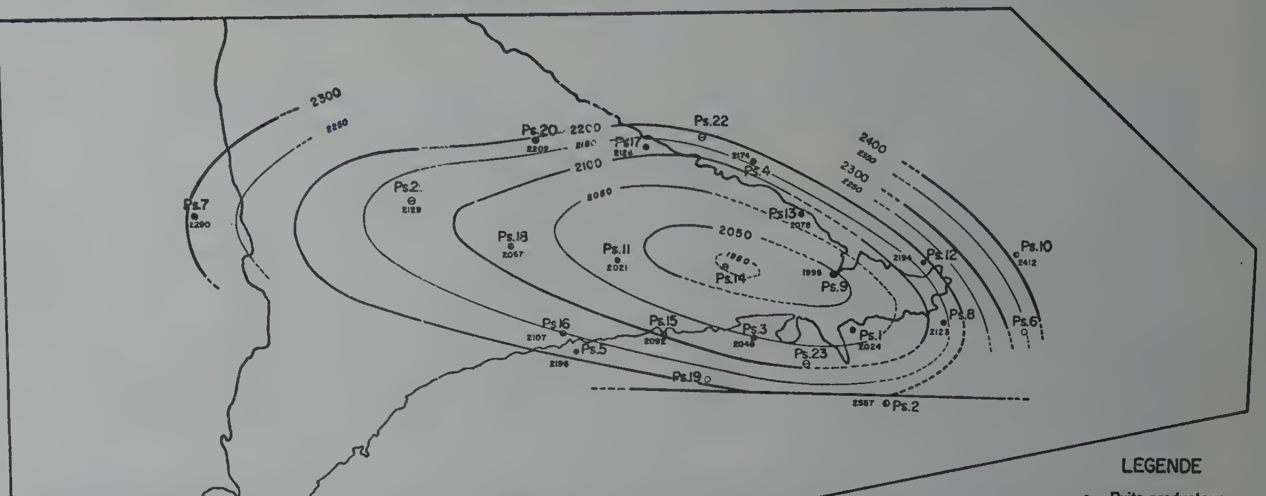


Planche N°12

LOG STRATIGRAPHIQUE TYPE DU CRÉTACÉ & JURASSIQUE SUPÉRIEUR DE PARENTIS

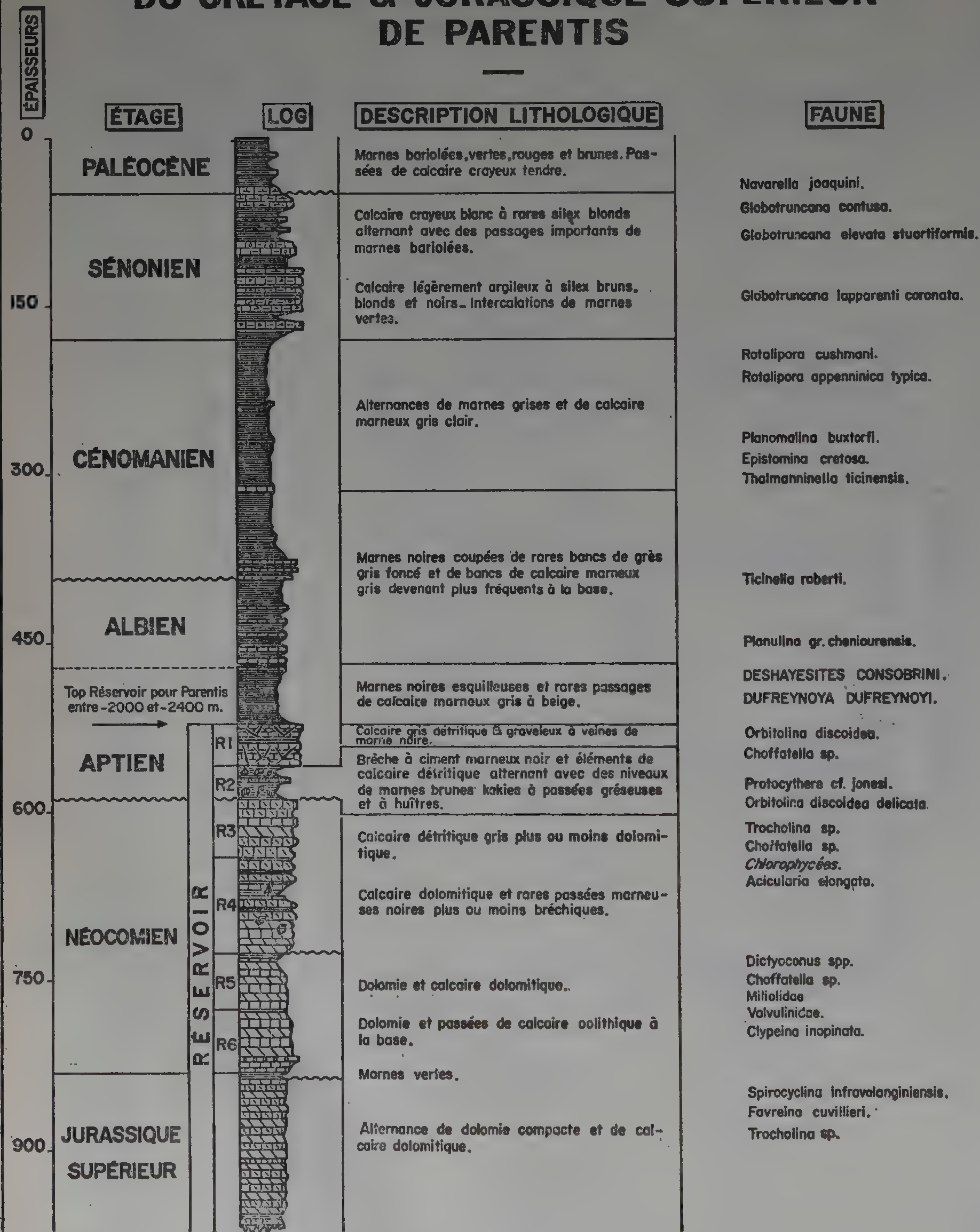
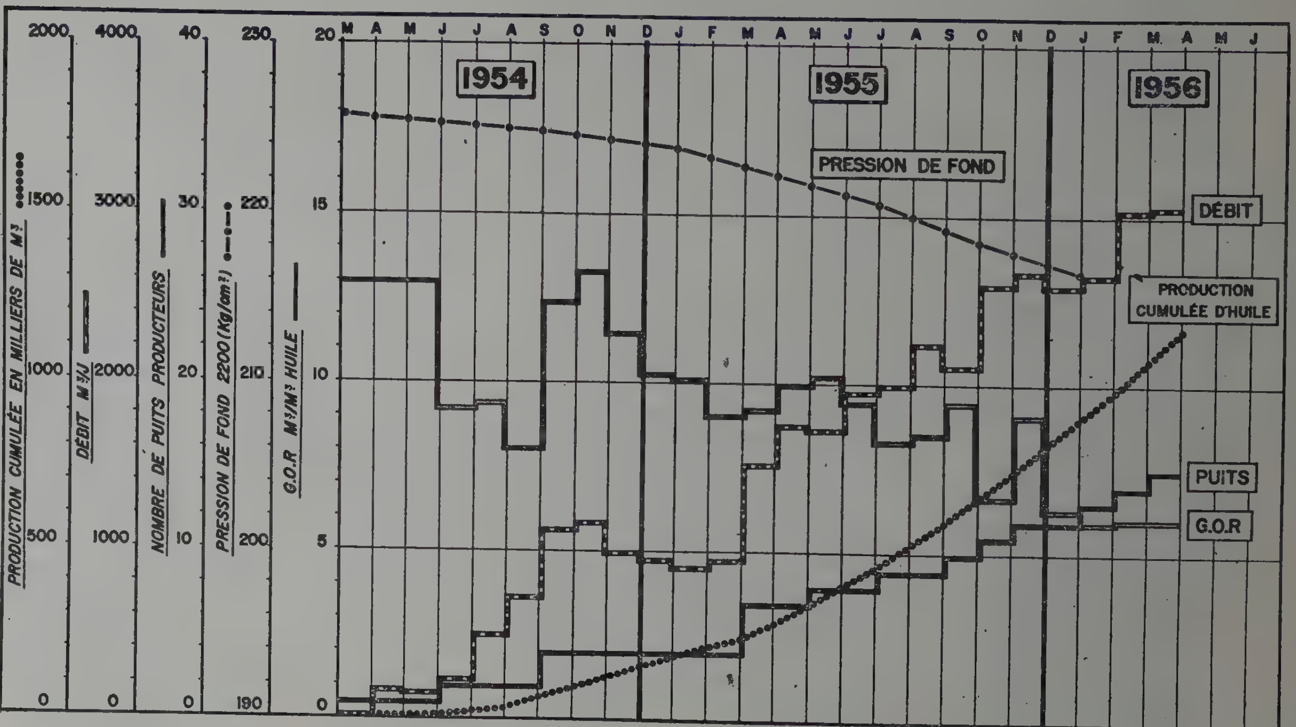


Planche N°13

HISTOIRE DE LA PRODUCTION

CHAMP DE PARENTIS



Symposium des Gisements pétroliers
Les champs français

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

CURUTCHET, J., FARANDO, A. F., VIGNEAUX, M. F., WALTERS, R. P., *La découverte du Champ de Parentis dans le sud ouest de la France* (Communication faite au 4º Congrès Mondial du Pétrole, Rome, Juin, 1955).

HLAUSCHEK HANS, *Das Oelfeld Parentis im Aquitanischen Becken (Südwestfrankreich)* (Erdöl und Kohle, 9 Jahrg., Fevr., 1956, nº 2, pp. 65-72, 7 figs.).

VAJK, R. et WALTON, G., *Geophysical History of Parentis oil field, France.* (Publié dans Geophysic, probablement en Juin).

HUNGARY

(HUNGRÍA)

OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY

By Dr. Gy Kertai

INTRODUCTION

The surface of Hungary amounts in round figures to 93 000 square kilometers, 88 000 sq. km. of which are covered by sedimentary rocks; about 4 500 of the latter are Mesozoic and Paleozoic, the rest is made up of Tertiary basins. Traces of oil appear only on the surface of the north margin of the basin, in the borderland of the Bükk and the Mátra Mountains, for instance at Recsk, Nagybátony. In these places oil is found in Miocene tuffs and in quartzite gangue of ore formations associated with Tertiary andesite eruptions. On the borders of the Tertiary basin, forming the major part of Hungary, beyond the Hungarian frontiers, and in the east on the border of the Great Hungarian Plain, in Romania, at Derna-Brusturi, there are recoverable petroleum deposits that have emerged to the surface; their storage rock is Pliocene sandstone.

Besides these surface indications of hydrocarbons it is noteworthy that water from many of the large number of artesian wells of several hundred meters depth, drilled in the interior of the sedimentary basins, bear traces of methane gas. These methane containing waters rise from Neogene sandy clay, sand, and sandstone strata.

To describe the general geologic features of the area the following is quoted from the comprehensive work of Prof. E. Vadász, "Geology of Hungary", published in 1953:

"The basic feature of its geologic structure is that, according to its neo-European position, it belongs to the Alpine Orogeny of Europe, with parts behaving differently from the Alps, and from one another, in the mechanics of movements, The Hungarian portion of the Carpathian basin is separated into the Great Plain, the Little Plain and the

Transdanubian or Pannonian Basin. All of these extend beyond the state borders. The Great and the Little Plain are separated by the Hungarian Central Mountains; along its north-east strike, the Cserhát Hills, the Mátra and Bükk Mountains constitute the northern border of the Great Plain. The western border of the Little Plain is formed by the hills of the Sopron and Köszeg Mountains considered as ramifications of the Alps, and the portion of the Lajta Mountains belonging to Hungary. In the Pannonian Basin the Mountains Islets of the County of Baranya/ Mecsek, Zengő, Villány, Harsány/emerge from the flat or hilly landscape.

The Great Plain continues between Danube and Tisza, without change, beyond the borders. Toward the east, it is flanked by the Transsylvanian Central Mountains, the Bihar Mountains. In the north the bays of the Slovakian river valleys/Ipoly, Sajó/form outlets into the Great Plain. Similarly, the Little Plain joins the Csallóköz Isle of the Danube and the Nyitra River velley. In the south, the Pannonian Basin continues, beyond the Save River, in the Slavonian Basin. These basin structures of similar morphologic character hide in their basement rock basal mountain ranges of different geologic buildup and structure.

Morphologically the major part of the country's area is made up of basins, and its mountains are exclusively of medium height".

Exploration for commercial deposits of oil or natural gas in the basins that make up the area of the country has been and is being done with the aid of indirect geologic and especially of geophysical observations, surface outcrops give no direct indications for exploration.

SHORT HISTORY OF EXPLORATION

In the interior of the Neogene basins the geologist's compass and the clinometer were no satisfactory tools in the precise location of structures. By methods of surface geology, on the basis of regional geologic considerations, the region of structures was approached. With the aid of geologic mapping wildcat wells were located between 1920 and 1941 in the Great Plain, and in 1922-1923 in the Pannonian Basin, which proved dry or wet. The small oil pool of Bükkszék, on the northern margin of the basin, was discovered in Oligocene strata by geologic mapping of the roof rock. The first successful discovery wells were

located in the interior of the basin, first on the basis of gravity, afterwards of seismic measurements. Hungarian explorers were the first to located in 1913 a geophysically outlined structure on the Earth, at Gbelly, Czechoslovakia, on the eastern border of the Vienna Basin, with the Eötvös torsion balance.

With the torsion balance the entire area of the basins has already been mapped.

From the point of view of exploration it is noteworthy that in Hungary exploration drilling has thus far been most successful in places of gravity maximums disclosed by the torsion balance. Disciples of Prof. L. Eötvös are to be credited for the excellent interpretation of their torsion balance measurements: in 9 fields the contour maps drawn on the basis of a key horizon exactly cover isogam maps of the torsion balance survey.

From 1935 onward gravimetric and between 1935 and 1944 sporadic seismic measurements were also executed. During the same period the magnetometric survey of the Pannonian Basin was carried out; magnetometric mapping of the other basins is approaching completion this year.

After the unification of surveying executed by different companies, by correlation of torsion balance and of gravity meter results the homogeneous gravity map of the country was completed in 1949-1950. This map, correlated with geologic data, has been instrumental in the approximate evaluation of the basins on which has been drafted the long-term plan of exploration.

After seismic reflection measurements executed until 1952 only in South Transdanubia and in the east and south parts of the Great Plain, from 1952 onward large-scale seismic survey has started. Over a length of 2500 km regional seismic reflection lines have thus far been surveyed. Simultaneously with this survey in their lines 5 geological informatory drills, 2500-3000 m deep, were executed in the Great Plain, and 3 such drills in Transdanubia. Recent exploration is being conducted on the basis of detailed seismic mapping of structures found on the reflection seismic profiles. Geochemical exploration/soil-gas and bitumen-analysis/ has been aplied thus far with little success. In 1955 telluric current measurement was introduced. Core drilling for the investigation of structures has helped in map-

ping geologic formations with stratigraphic information obtained from 5-600 m depth.

A new course was given to exploration by the fortunate discovery of oil pools in older strata than the Tertiary producing formations. In the Nagylengyel oil fields oil is being produced from Upper Cretaceous Rudistid Limestone and Triassic dolomite reservoir rock. Exploration drills in the Great Plain have disclosed the Mesozoic/Cretaceous and Jurassic/base of the Tertiary sedimentation in a much greater extension than thus far known.

STRUCTURAL CLASSIFICATION OF OIL AND GAS FIELDS AND PRINCIPLES OF AN IMPROVED SYSTEM

Gas and oil pools thus far discovered in Hungary will be dealt with in four groups:

1. Folded Tertiary structures:
   - Budafapuszta-Kiscsehi
   - Lovászi
   - Ujfalu
   - Szolnok
   - Nádudvar
   - Rákoczifalva
   - Inke
   - Hahót-Ederics
2. Faulted structures of the Paleogene roof rocks:
   - Bükkszék
   - Mezőkeresztes
   - Demjén
   - Örszentmiklós
3. Buried Mesozoic faulted structures:
   - Hahót
   - Nagylengyel
4. Buried Paleozoic hills with overlying Tertiary configurations:
   - Kőrösszegapáti
   - Biharnagybajom
   - Mihályi
   - Buzsák

LOCATION MAP OF HUNGARIAN OIL AND GAS FIELDS.

STRUCTURAL CLASSIFICATION.



The basis of this treatment is structural classification, independent of the type of traps.

Before the detailed description the principle of this classification has to be pointed out briefly. In literature and university teaching of Petroleum Geology in Hungary we do not follow the complete classification of either of the systems published in literature. All systems thus far proposed in literature are to some extent open to criticism for the confusion of viewpoints of classification. The character of the structure in which the oil or gas is accumulated does not determine the feature of the oil or gas trap.

In domed, monoclinal or faulted structures the types of reservoirs trapped by domes, folds and by varying lithologic or stratigraphic character of the rocks may alike be found. The type of reservoir trapped by lithologic, stratigraphic variations or by faulting are equally found in anticlinal, monoclinal faulted/Clapp/, in closed or open /Wilson/ structures. In folded geologic structures a fault may also be the trap-forming factor, for instance, in the Russel Ranch field of California. In this case closure by faulting is essential for the reservoir, but the geologic configuration is folded. In many oilfields of the Gulf Coast province of Texas and Louisiana, characterized by faults, and classified as faulted or combination traps, closure was caused by folding of the impermeable roof rock. In the dome fold of the Vienna basin a fault closes some reservoirs, but in the same oil province there are reservoirs trapped by folding in the overall structure characterized by faulting. Within a folded structure reservoirs were trapped by stratigraphic variation in the Spellacy anticline of the Midway oilfield of California. Within the folded structure of the Poza Rica field, Mexico, the trap is formed by lithologic change.

The type of the oil reservoir is thus characterized by the upper and the lower boundary of the oil and gas accumulation. The problem of the last phase of migration and accumulation, and the development of the underlying water boundary cannot be confused with that of the geologic structure or configuration. Confusion of these two viewpoints will never lead to a uniform and acceptable classification system. In Lovely's system, for example, limite are obscured by the fact that in the type of structural trap, for instance in the dome, lithologic closure may be responsible for the actual origin of the reservoir. A good example of this are the Hungarian oil pool of Budafapuszta and that

in the Soviet Union at Maikop. Heald's two simple classes /reservoirs closed by /1./ local deformation of strata, /2/ closed because of varying permeability of the rock/ appear also to be overlapping and to miss the proper point of view, because deformation can produce a reservoir only if it is associated with the variation of permeability, and the change of permeability can also only produce a trap-forming closure suitable for accumulation subsequent to migration, if there exists a geologic configuration suitable for the genetic process. A suitable geologic configuration and variation of permeability are equally necessary for the development of reservoirs and are therefore problems to be investigated separately. Of course under geologic configurations, are understood not only anticlinals, monoclinals, or other tectonic forms, but also tables, reefs or even salt domes. Wilhelm's classification separates salt trap reservoirs from convex trap reservoirs and permeability trap reservoirs, although it is clear that convex trap reservoirs are frequent above salt domes /Gulf coast/, or on the flank of salt domes faulted or pinch-out trap reservoirs may be formed. Into which one of Wilhelm's groups should be classified the oilfield of Reitbrook in Germany, where it is evident that the geologic structure is a salt dome, but the reservoir is of the fractured, lithologically closed type.

The system of classification is not only of scientific importance, but is also very essential from the viewpoint of exploration and of production geology. The system here suggested differs essentially from all other thus far applied classifications —disputable because of overlappings and transitions— by the *distinction of the points of view*. According to this the type of the geologic configuration, and the oil or gas reservoir, are to be *classified separately*. In comparison to the reservoir types merging into one another, and in their further development necessarily of large number /for instance the system of Pirson/, the problem and the work of classification are thereby very much simplified and made natural. No system is and will even in its further refinement be acceptable that does not differentiate between the criteria of reservoirs, configurations and even of pools.

The geologic configuration can include reservoirs of different type. Identic types of reservoirs can be found in different geologic structures and configurations.

The classification of geologic structures, configurations is treated by General Geology. Petroleum Geology may deal with the problem in what configurations, structures, oil or gas reservoirs may develop. Geologic configurations are characterized by elaborated types of General Geology; anticlinals, monoclinals, faulted ridges, atolls, reefs, salt domes etc. The reservoir is to be defined by the upper and the lower closure of the oil or gas accumulation. All systems aim at this, but all of them place the two concepts side by side in classification. However, in classification the structure and configuration deviates from the concept of the reservoir genetically, in time sequence.

For characterizing the reservoir, for distinguishing the kind of trap, may be used the notions of lithologic, stratigraphic, tectonic, of facies change closure. A very lucid classification of reservoirs is given by the system of Brod who considers, besides the upper closure, the position of the water table underlying the pool and distinguishes from this point of view the types of reservoirs of bed-type, massively and lithologically closed.

The knowledge of the structure, of the geologic configuration allow the reconstruction of the history of the migration. The knowledge of the type of the reservoirs helps the understanding of the unity of the accumulation and of arrangement of the oil or gas.

The structure is a concept of importance from the view point of genetics, of exploration geology, the reservoir from that of morphology, of production geology.

The treatment of configurations and of reservoirs independently of each other, does not mean to say, of course, that structural factors play no part in the formation of reservoirs. The distinction of systems and within them the coinage of types will, however, be helpful in the exploration of fields not entirely discovered /location of further exploration wells/, as well as in production geological work /well spacing, depletion plan/.

For further clearing up of concepts that of the pool has to be mentioned, which is determined by conditions of the oil-gas-water and gravitation energy system. In literature the terms of reservoir, pool and structure are often used overlapping one another. The type of pool is of course to be distinguished from the preceding notions; genetically, however, it is correlated with them. It calls for a classification independent of that of structures, configurations and types of reservoirs.

In the classification of pools it is the production engineer who has the decisive word beside the geologist.

Summing up: *configurations containing the reservoir characterize the geologic pattern; the type of reservoir is characterized by the lower and upper closure, the pool by the energy system.*
With consideration of the foregoing the oil and gas reservoirs of Hungary are described as follows:

DESCRIPTION OF STRUCTURES AND OF RESERVOIRS

1. Folded Tertiary structures.

Budafapuszta-Kiscsechi.

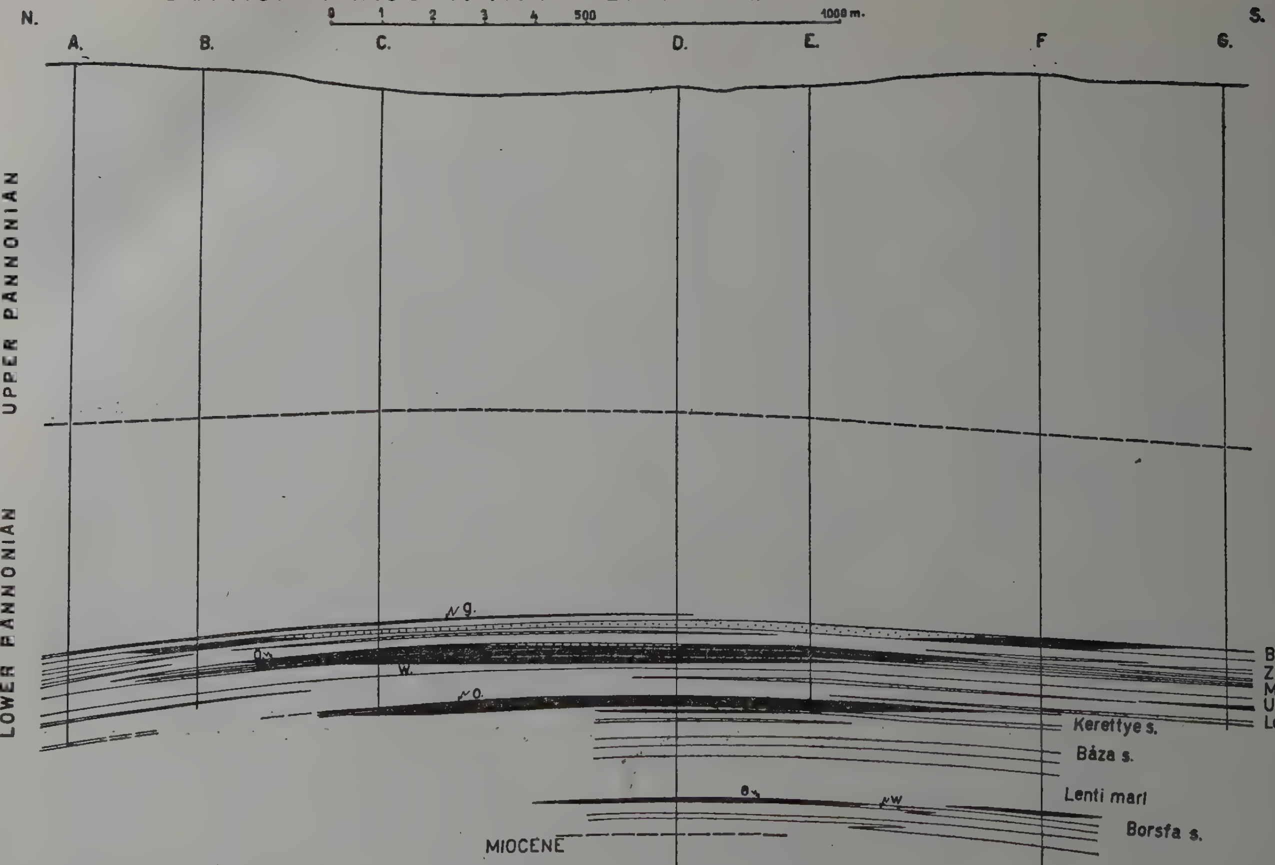
On the gravimetric maximum of an anticlinal mapped after geological survey the first successful well was drilled in 1937. Upper-Pannonian surface beds dipping at 2-3 deg. indicate the dome in depth. A drill located in 1923 on the basis of surface measurement of dip fell already outside of the oil-water contact. The strata building up the structure dip steeper toward the depth, which gives a gently disharmonic configuration to the roughly symmetrical structure.

Uninterrupted doming, continuous all over the Pannonian stage, was attributed by some simply to compaction of strata; a more probable explanation of this structure is to ascribe in to synepeirogenic-post-orogenic tectonism. The series of strata produced by continuous sedimentation is disturbed locally by underwater sags /sinking-in/ and by faults of 10-30 m throw normal to the strike of the dome.

The productive area of the structure is 10 km long and 1,2-1,7 km wide.

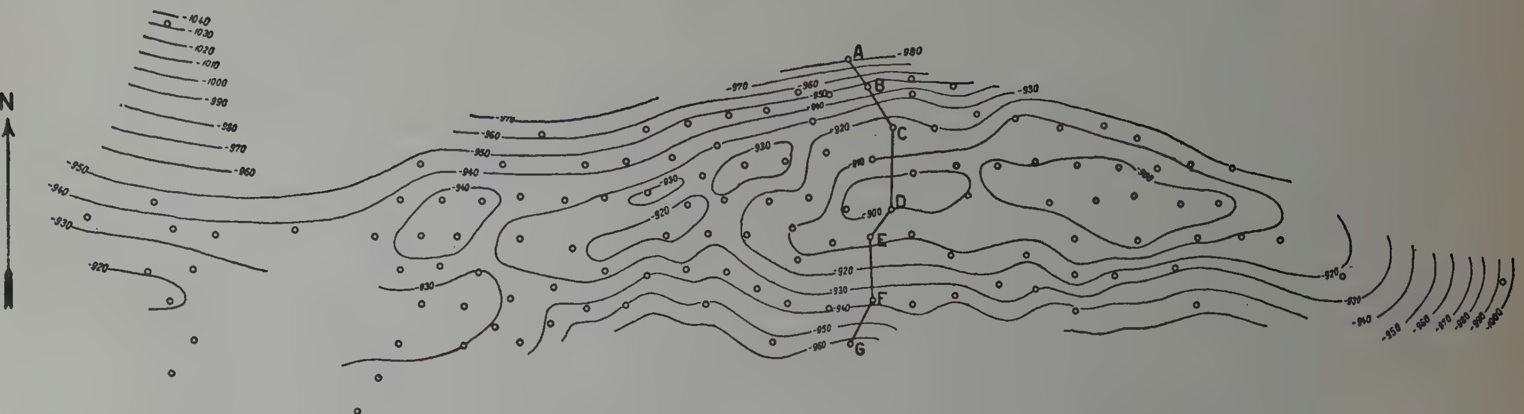
Below the Upper Pannonian /Pliocene/ stage of closely alternating sand and sandy clay strata follow Lower Pannonian gray marl beds every 50-60 m, interstratified with sandstone banks showing traces of methane gas and holding weak salt water, Between 1000-1350 m the Lower Pannonian series is sandier than the upper group and contains 6 oil and gas horizons.

In 6 horizons several oil and gas reservoirs developed. The Pannonian series is interrupted by 2 thicker marl banks. The third and fourth horizon, numbered from top downward, in the upper /"Lispe"/



GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. Nº 2.

STRUCTURE OF THE BUDAFAPUSZTA OIL FIELD ON BASE OF THE MURA SAND.



CONSTRUCTED BY Dr. K. BARNABÁS 1945.

GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG: Nº 2/a.

marl, the most recently opened 6-th horizon /"Borsfa"/ in the lower /"Lenti"/ marl developed lenticularly.

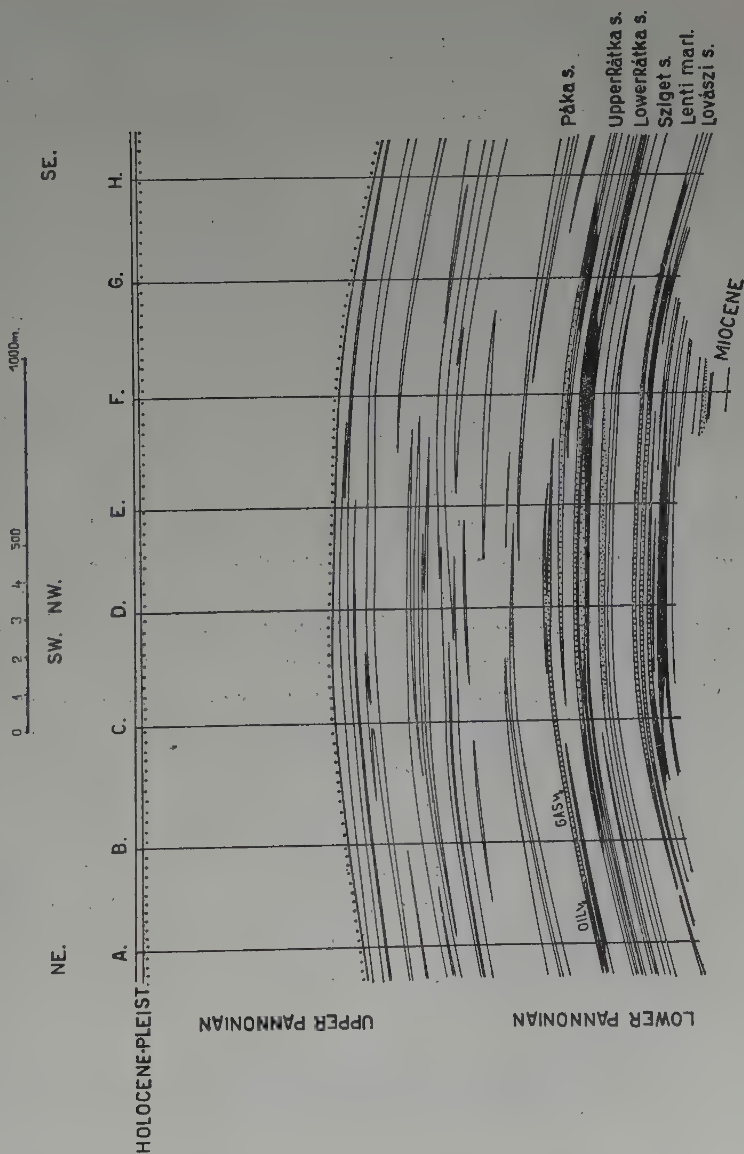
The source bed of oil and gas is the Lower Pannonian /Upper Miocene/ marl immediately underlying the pools. The oil, formed simultaneously with the deposition of the marls, migrated in the Tertiary strata toward the doming and was trapped to form a pool due to three factors:

1./ Some sandstone layers /"Budafa" horizon, "Zala" horizon/ are vaulting over the dome structure and form a bed-type reservoir with dome-shaped closure.
2./ Other beds /"Lispe"/, /"Borsfa"/ edge out in a sense opposite to the dip and produce lithologic closure.
3./ In the western part of the structure the frequent facies change of sandstone and of sandy clay forms lithologic closure in a gentle structural fold. /"Kiscsehi"/

Fine and simple examples of secondary migration and of accumulation may be presented in traps of the Budafa structure.

An interesting water horizon was formed within the pay sand series, the so-called "Mura"/ sandstone. With the deposition of this sandstone, doming over the major part of the structure, did the formation of sandier sediments after the deposition of the "Lispe" marl begin. This sandstone did not accumulate any oil, probably because it merges into the Zala series overlying it, just at the crest of the dome. There existed thus no possibility of trap formation.

Several water-bearing sandstone layers are interbedded between the 5-th /"Kerettye"/ and the 6-th /"Borsfa"/ horizons. These water bearing sandstone layers are in some places in contact with the 6-th horizon, closed by the Lispe marl. The 5-th pool was formed lenticularly and only on the southeast wing of the structure in the thicker marl. These phenomena indicated that oil did not accumulate in the interbedded water bearing horizons, because it migrated to the overlying continuous sandstone beds and was trapped only beneath the thicker marls. But they also show that oil formation in the Lower Pannonian strata of Budafapuszta was not rich enough to fill the entire sandstone series. Pools developed only in some lenses edging out in the thicker marl beds and in the top layers of the sandstone series. Part of the oil remained in the marl because of diagenesis progressing in the meantime.


SECTION THROUGH THE LOVÁSZI OIL FIELD.
0 1 2 3 4 500 1000m.
NE.
SW. NW.
SE.
A.
B.
C.
D.
E.
F.
G.
H.
HOLOCENE-PLEIST.
UPPER PANNONIAN
LOWER PANNONIAN
Páka s.
UpperRátka s.
LowerRátka s.
Sziget s.
Lenti marl.
Lovászi s.
MIOCENE
GAS
OIL
CONSTRUCTED BY Dr. K. BARNABÁS 1942.
GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. No 3.

The reservoir rock of the Budafapuszta oil pool is sandstone cemented by a clayey, calcereous and dolomitic bonding material. The rock consists mostly of grains of quartz, of muscovite, biotite, calcite, some chlorite, to a less extent of tourmaline, staurolite, rutile. Prevailing grain size 0.1-0.2 mm. Porosity of the sandstone 17.8-24.8%, its permeability 90-188 md. The vertical permeability is less by 25-30%, on the average.

The oil is produceable over the major part of the reservoir under the effect of the pressure of the gas cap and of dissolved gas. In some pay sands, probably because of reduced permeability, on the way of migration, only wet gas accumulated above the water. This is especially characteristic of the western part of the oilfield.

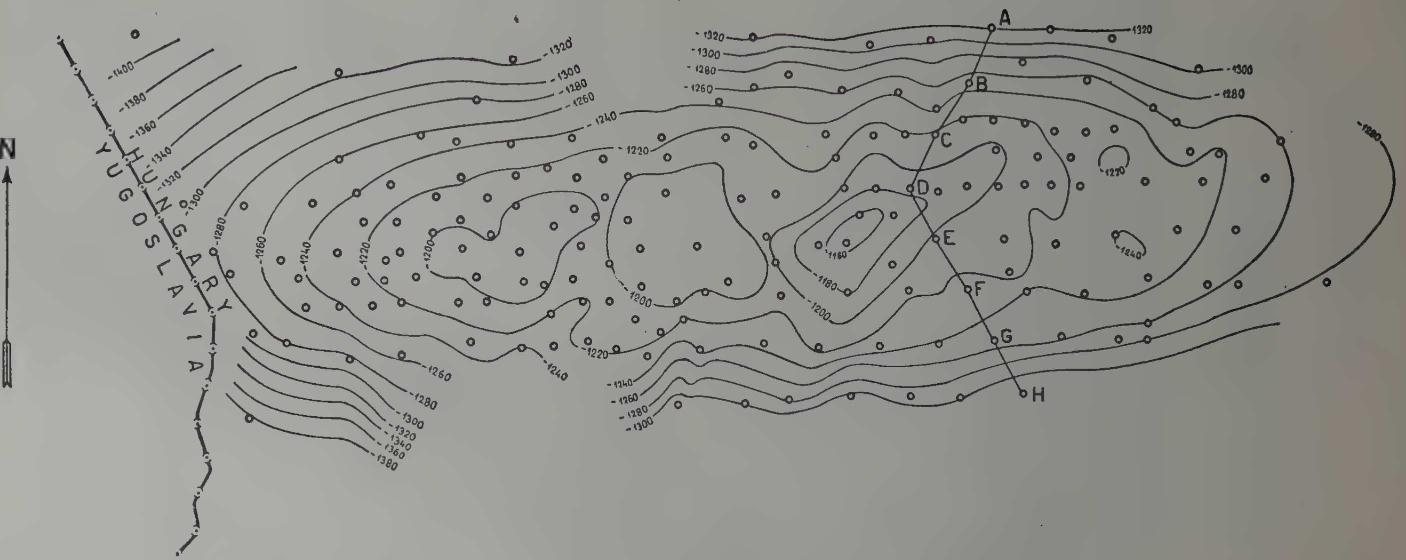
The oil-water and gas-oil contact is in the dome-closed deposits roughly symmetrical on the north and south flanks, less regular in eastern and especially in western direction along the axis of the structure because of lithologic changes. Where the structural element is less effective, the segregating effect of the lithologic change becomes prevalent. There are deposits closed by Y-shaped edge-out upward; in this case the merging of the two branches of the sandstone lens in the direction of dip is above the original oil-water contact; these deposits form thus a unit from the reservoir-mechanical point of view.

The oilfield was first produced simply by wells spaced at 300 m in a triangular grid. This production method would have suited, of course, to a deposit of uniform extent and thickness, but is unfit at the described great horizontal and vertical variations of the reservoir configurations for a maximum primary and secondary recovery of oil. Therefore in 1949 the so far unopened pay sand sections were developed by a closer well spacing in general at 150 m. At this location care has been taken to drill the individual lenses at the most proper places and production has not been made on a rigid grid basis. Secondary production by repressuring of gas and of water is also very much helped by this system.

The composition of the crude of the deposits is shown in Annex. The salt content of the formation water was in terms of Na Cl 1.1-6 g/1.

It has to be pointed out, moreover, that below the oil-bearing Lower Pannonian series Miocene sandy marl and marly sandstone with traces

STRUCTURE OF THE LOVÁSZI OIL FIELD ON TOP OF THE LOVÁSZI SAND.



CONSTRUCTED BY Dr. G. SZALÁNCZI. 1953.

GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. № 4.

of hydrocarbons were disclosed by drilling. Commercial deposits have so far not been found in deeper horizons.

Lovászi.

This configuration is in its structural buildup analogous to that of Budafapuszta, but no dip data reveal it on the surface. It was discovered by the torsion balance in 1939. The dip of the wings is somewhat steeper than at Budafapuszta, at the base of the Lower Pannonian it attains even 15 degrees. The structure is roughly symmetrical; the rate of dip increases downward here as well.

The area productive of oil is 9-10 km long and 1.5-2 km wide.

The strata so far disclosed down to 3640 m are composed of conformably deposited beds of Upper and Lower Pannonian sandy clay marl and sandstone down to a depth of 1640 m. Down to 2640 m Sarmatian and Tortonian, beneath the latter Helvetian sandstone, clayey and sandy marl beds follow.

Oil and gas is contained in the Lower Pannonian series between 1050-1650 m; some gas is found also in the Sarmatian sandstone beds. The productive series is covered by the Lower Pannonian marl interrupted by some water-bearing sandstone beds like at Budafapuszta.

Within the structure the different formations are characterized as follows; The topmost so-called "Páka" horizon consists of several pay sands closed lithologically by edge-out. Beneath this the upper and lower "Rátka" horizon's bed-type pools are trapped by folded closure. The sandstone series in interrupted by the 70-100 m thick "Lenti" marl /developed at Budafapuszta too/; the "Sziget" horizon located at the top of the latter contains the least important oil pool of the area in lenses interrupted similarly by lithological changes.

Beneath the "Lenti" marl the "Lovászi" series consists of several separate pay sands between which there are also doming and unilaterally edging out layers.

Two thirds of the grain fractions of the Lower Pannonian quartz sandstone reservoir rock are of 0.1-0.2 mm size like at Budafapuszta. The porosity of the sandstone is 7.4-28.6%, its permeability 22-131 md. The permeability decreases substantially downward, and the vertical permeability is in general by 30-40% less than the horizontal one.

Some of the Lovászi reservoirs have a free gas cap; in others dissolved gas is the lifting force. The edge water is feebly active, its pres-

B. GRAF—ANALYTICAL DATA ON HUNGARIAN CRUDE OIL

Field		Budafa Kiscsehi	Lovászi	Ujfalu /upper sand/	Ujfalu /lower sand/	Hahót	Nagylengyel	Buzsák /Bu-1/	Biharnagybajom	Mezőkeresztes	Szolnok /Szo-1./	Demjén /De-1./
Discovery Year		1937-1948	1940	1941	1950	1942	1951	1954	1947	1951	1954	1954
Producing formation	age / depth	Lower Pannonian /Sand/ 1050-1300 m	Lower Pannonian /Sand/ 1050-1600 m	Upper Pannonian /Sand/ 620-660 m	Lower Pannonian /Sand/ 1410-1500 m	Miocene-Triassic Limestone 1400-1500 m	Cretaceous Triassic a.Dolomite 1900-2500 m	Miocene /Tortonien/ Limestone 600-650 m	Miocene /Sand/ 1100-1400 m	Oligocene Eocene /Triassic/ 1050-1400 m	Lower Pannonian /Sand/ 1800-1900 m	Oligocene /Sand/ 200-250 m
Properties of crude oil												
Specific gravity	D_4^{20}	0,833	0,822	0,910	0,886	0,868	0,948	0,955	0,803	0,870	0,880	0,885
Viscosity at 38 C°	oSt	3,6	1,77	42		12	500	800	2,7	15	—	28
—„— at 50 C°	oSt	2,9	1,55	25	22	8,6	210	347	2,25	10	26	
Pour point	C°	+ 6	— 8	below-25	+37	— 5	— 15	— 20	+ 8	+ 27	+ 40	+ 20
Sulfur	wt %	0,15	0,05	0,25	0,15	0,80	3,3	1,90	0,07	0,25	0,40	0,25
Asphalt/Asphaltenes precip. N-neptane/	wt %	0,20	0,02	0,15	0,30	3,0	11,0	1,30	0,05	0,30	0,20	0,75
Approximate Summary of Bureau of Mines Method												
Light gasoline	wt %	8,1	6,5	—	0,6	1,8	0,9	—	3,4	1,1	1,1	—
Spec. grav.	D_4^{20}	0,698	0,718	—	0,718	0,680	0,703	—	0,710	0,719	0,700	—
Total gasoline a. naphtha	wt %	35,5	40,4	0,5	8,9	18,1	5,9	3,8	29,0	10,6	9,8	6,1
Spec. grav.	D_4^{20}	0,755	0,775	0,794	0,771	0,737	0,740	0,784	0,755	0,760	0,752	0,760
Kerosene distillate	wt %	5,6	8,1	—	7,2	11,7	9,8	—	30,1	9,9	10,1	14,9
Spec. grav.	D_4^{20}	0,813	0,822	—	0,811	0,795	0,800	—	0,793	0.802	0,807	0,793
Gas oil	wt %	23,9	33,6	28,5	17,2	16,6	7,5	13,7	17,2	18,5	12,4	15,9
Spec. grav.	D_4^{20}	0,840	0,852	0,872	0,833	0,843	0,851	0,859	0,817	0,828	0,833	0,827
Nonviscous lubricating dist.	wt %	10,1	8,0	15,8	17,5	12,5	10,3	6,9	10,3	18,1	14,0	11,9
Spec. grav.	D_4^{20}	0,877	0,878	0,886	0,883	0,883	0,891	0,915	0,845	0.871	0,880	0,872
Medium lubricating dist.	wt %	4,0	3,9	11,3	1,0	3,4	3,3	3,7	0,5	6,7	1,1	5,3
Spec. grav.	D_4^{20}	0,898	0,899	0,899	0,897	0,903	0,915	0,932	0,865	0,905	0,894	0,900
Viscous lubricating dist.	wt %	—	—	3,2	—	0,3	2,1	8,8	—	—	—	—
Spec. grav.	D_4^{20}	—	—	0,912	—	0,921	0,925	0,945	—	—	—	—
Residuum	wt %	20,4	5,7	39,9	47,6	36,9	60,7	62,3	12,1	36,0	52,1	45,3
Spec. grav.	D_4^{20}	0,955	0,936	0,954	0,956	0,979	1,035	1,001	0,930	0,960	0,948	0,965
Pour point	C°	45	45	38	55	40	15	27	38	52	55	41
Viscosity at 100 C°	oSt	57,8	16,8	58,3	20,8	15,8	—	388,2	44,1	26,1	46,4	5,51
Distillation loss		0,5	0,3	0,8	0,6	0,5	0,4	0,8	0,8	0,2	0,5	0,6
Base of crude /Bureau of Mines Method/		Intermediate	Intermediate	Naph.-Int	Intermediate	Intermediate	Par.-Int	Naphthene	Paraffin	Par.-Int.	Intermediate	Par.-Int.

sure equal to hydrostatic pressure manifests itself only after a long period, but does not lead to practically useful regeneration of pressure.

Repressuring gas into the gas cap was begun here in 1945; it was turned to repressuring distributed over the productive area as at Budafa in 1951. Recently repressuring of edge water has started. As a result of these measures the annual rate of decrease of production has been reduced to one half.

Wells were located between 1939 and 1948, like at Budafapuszta according to a geometrically rigid grid of 300 m spacing. In consequence of this in some formations /Upper Rátka/ wells were drilled only on the edge of the relatively narrow-oil reservoir /250-300 m/ and, of course, rapidly went to gas or to water. Conversion to the 150 m /average/ grid in 1949 has made possible to open pay sands at the most suitable places of the formation by locating wells in conformity with the shape of the reservoir. At the beginning wells were completed for production from two or more pay sands, recently separate wells are drilled to produce each pay.

The edge water of the wells has a salt concentration of 1.0-26.0 g/1 in terms of Na Ci. Composition of the oil is shown on Annex 15.

Lendvaujfalu.

In the western continuation of the Budafapuszta anticline in the area of Peklenica and Selnica, Yugoslavia, oil pools are reservoired in Pannonian sandstone; the oil also seeps to the surface. Between two structural highs the torsion balance indicated a feeble maximum. According to drillings a small very flat dome, dipping at 3-4-deg. bisected by a north-northeast, south-southwest fault was formed, in which some oil and gas reservoirs are found.

The first well drilled in 1940 to 1765 m depth penetrated down to 600 m Upper Pannonian, to 1600 m Lower Pannonian sand, sandstone, clayey marl beds, beneath these Sarmatian sandy marls and sandstones. At that time in the top part of the Lower Pannonian series, in sandier sections of a thick sandy clayey marl group, spotty oil deposists were found. These deposits were formed, independently of their position in the structure, in traps closed by lithological change. Similarly to Illing's experiment accumulation along the strata boundary took place in the parts of higher porosity on the path of the oil migrating toward the top of the folded structure. Though this formation is much smaller in di-

STRUCTURE OF THE UJFALU OIL FIELD ON TOP OF THE LOVÁSZI SAND.

0 500 1000m.

—·— oil-water contact.

N

-1310 -1315 -1320 -1325 -1330 -1335

CONSTRUCTED BY G. SZALÁNCZY - L.DUBAY 1956.

GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. Nº 5.

SECTION THROUGH THE HAHÓT-EDERICS GAS FIELD.



CONSTRUCTED BY L. DUBAY 1956.

GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. Nº 6.

mensions, it is comparable to the type of reservoir of the Pennsylvanian "100-ft" sandstone.

The wells opened up spotty oil reservoirs not in connection with one another in sand of adequate porosity.

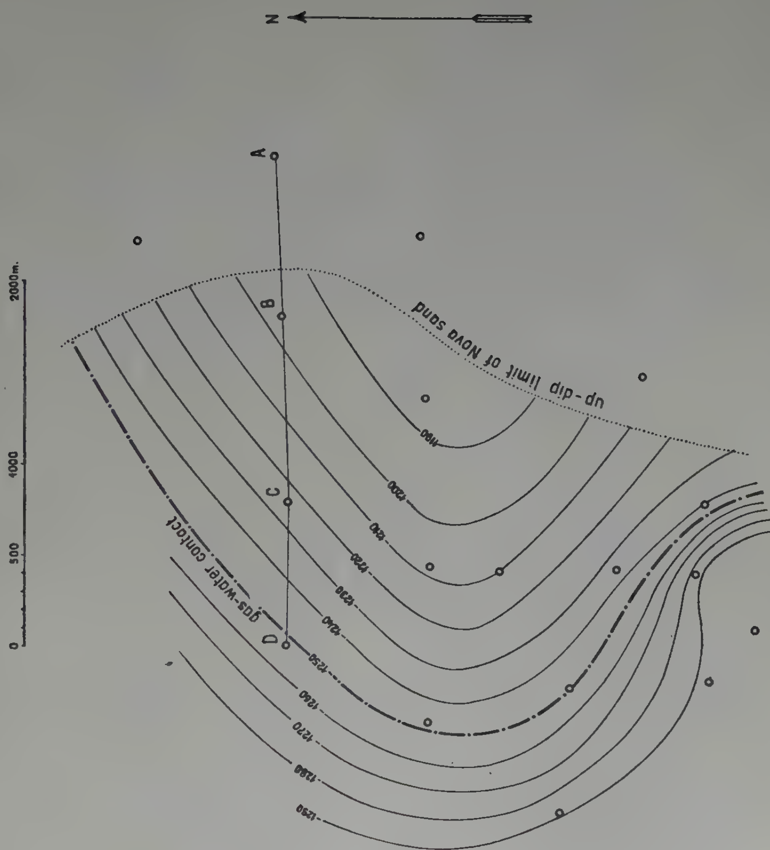
Increasing formation water of 3-4 g/1 salt content and inflow of sand killed production from the upper zone within comparatively short time.

In 1949 after remapping of the deeper zones a folded bed-type reservoir was opened up in the Lower Pannonian series under the horizon of the "Lenti" marl at the top of a zone yielding in the old wells only water with traces of oil . The western part of this reservoir is confined in a trap closed by the afore-mentioned fault, the eastern part is closed by the fold of the impermeable marl cover rock.

The porosity of the sands in 12.4-20.5%, its permeability is 28-40 md. The low permeability and the high viscosity of the oil found in this zone allowed commercial production only at a well spacing of 100 m.

Some lenses of the Lower Pannonian series are gas-holding in this structure, but in the reservoir energy of the oil pools the elastic water pressure plays the important part besides dissolved gas. The composition of the oil differs essentially from the crudes of the neighbouring Lovászi and Budafapuszta oilfields, notwithstanding that the geological structure, the type of reservoir, and the stratigraphic position are entirely similar.

Among folded Tertiary structures is to be mentioned the *Hahót-Ederics* gas pool located on the Hahót main structure. Natural gas accumulated here in Lower Pannonian sandstone beds; from the structural point of view it will be treated among Mesozoic faulted structures. The gas pool is located in two closely lying sandstone beds below the cover rock of about 1400 m of Upper and Lower Pannonian clay, sandy clay, marl strata. There is edge water immediately below the gas. The reservoir edges out eastward, that is, it is closed by a lithological trap. The gas produced from the pool tested 90% combustible hydrocarbons, 10% nitrogen and some carbon dioxide. The quality and octane number of the casinghead gasoline is remarkably similar to that of the gasoline won from the crude of the Hahót-Pusztaszentlászló limestone oil reservoir, so that their genetic relationship may be supposed.



STRUCTURE OF THE HAHÓT-EDERICS GAS FIELD ON TOP OF THE UPPER NOVA SAND.

Inke.

Southeast of the Budafapuszta-Ujfalu structure an area of 30 km length, 10 km width of gravity, seismic and magnetic anomaly was established, bounded by Tertiary basins. Exploration started in this area in 1935 already and has been continued since with some interruptions The configuration presented itself as homogeneous from the point of view of gravitation, but is of varied buildup geologically. Its basement is formed in the southwest by the serpentine ridge with veins of calcite at 1705 m depth, below which the drill hit contact metamorphic rock. In the middle and in the northeastern part the Mesozoic base has probably sunk into depth along faults, and the drill penetrated thick Lower Miocene red clay, sandy marl and conglomerate strata. In the southwestern part the basement rock and the Miocene series dips abruptly toward the syncline southeast of the Budafa structure, and within the series so far established only in a monoclinic form there appear considerable traces of oil and gas.

Gas resources of commercial importance have been found thus far only in some lenses of the Lower Pannonian sandstone. The gas is for the most part /50-75%/ carbon dioxide, with more or less content of hydrocarbon condensates. In the rather lenticular sands of the folded structure reservoirs are most probably lithologically closed.

The area of Szolnok-Rákoczifalva.

In the Great Plain near the Tisza River on a zone of east-west trending gravity maximum a geological informatory hole was drilled in 1953. For the first time in the Great Plain opening up of Lower Pannonian sandstone beds resulted in a flowing well producing oil and water. The subsurface configuration is not disclosed by surface geological mapping. According to more recent drillings this part of the Great Plain is a basin with a crystalline base covered by varied Upper Cretaceous strata of flysch facies. From the viewpoint of petroleum geology the Cretaceous sediments cannot be regarded of course, as basement rock. The bottom of the basin is formed of Upper Cretaceous sandy clay or sandstone, and this partially faulted and sunk-in base is in some places intruded by basic volcanic rocks. This is the case in the Szolnok area, where the aforementioned informatory drill penetrated at 2200 m diabase and diabase-tuff. The varied base structure is one of

the causes of gravity anomalies. Tortonian, Sarmatian and Pannonian sediments of varying thickness filling up the Tertiary basin are of non-uniform configuration that can be traced back partly to differential compaction of beds, partly to tectonic causes depending on the orography and tectonics of the substratum. The configurations in which oil and gas has thus far been found are, in the Szolnok area, a gentle dome above the diabase rock, southeast of it at Rákoczifalva, a steeper rise above the mass of Cretaceous sandstone. On the basis of geophysical, recently more particularly of seismic measurements, however, more similar configurations may be supposed in the region.

At Szolnok water and oil are located in Lower Pannonian sandstones. Active water drive and some dissolved gas affords economic oil production without perfect separation of the oil in the formation. The porosity of the rock is 20-25%, its permeability is 10-30 md.

At Rákoczifalva large amounts of carbon dioxide gas containing 2-24% methane and some condensate are held in Lower Pannonian and Tortonian sandstones. The type of reservoirs and the form of closure is not disclosed yet.

Nádudvar.

Near the plain of the Hortobágy, on the gravitational "nose" protruding south from the gravity maximum of Biharnagybajom, seismic measurement executed in 1954 showed several geophysical maximums. Within the top contour of three closures holes drilled in 1954-56 showed folded forms of Tertiary basin sediments with Cretaceous substratum similar to the formations at Rákoczifalva. The sedimentary series consists of Pliocene, Miocene, and in the eastern part of the configuration of Eocene strata. In this region some wells yielding gassy water from Upper Pannonian sands have long been known. Recently some sandstone and sandy clayey marl beds have been opened up in the Lower Pannonian series too, from which commercial production of pure hydrocarbon gas is possible.

The closure of the gas carrying in some places small amounts of heavy oil is formed in the folded Tertiary series by lithological, facies change.

2. Faulted structures of the Paleogene roof rock.

Bükkszék.

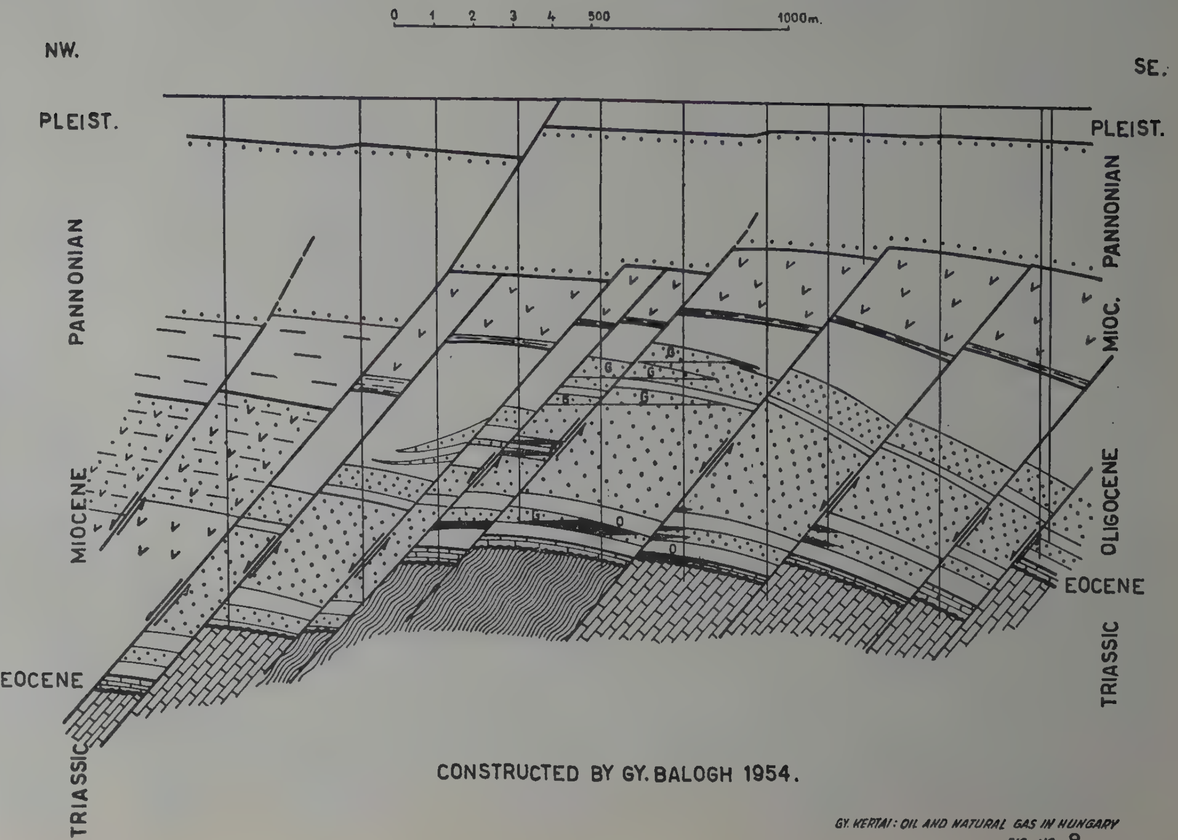
In 1936 geological survey and drilling for coal led to the establishment of the structure located in the Oligocene basin sunken-in west of the Meso-Paleozoic surface ridges of the Bükk Mountains. The patch of Rupelian clays around Bükkszék discloses one of the highest-located parts of the anticlinal of north-northeast, south-southwest trend; hidden mostly by Miocene strata. Between 1936-1946, 46 holes were drilled in the area. At the time of Miocene volcanic action the Oligocene strata were subjected to intensive faulting. Oil accumulated between 130-350 m in Middle Oligocene sandstone and tuff beds closed by faults. Under the effect of gravitational energy the oil was produceable with a very low yield only. The wells went gradually to water, and production was discontinued in March 1947.

Demjén.

The structure very similar to Bükkszék, divided into blocks by several faults, was explored in 1954-1955 by shallow structural drilling and by geochemical methods. Oil is found at 150-350 m depth in Oligocene blocks of small extent, uplifted, dissected by faults. From sandstone edged between Middle Oligocene clay strata oil is produceable along with water. Accumulation and incomplete separation is due to traps formed by faulting. The recovery mechanism is simple gravitation and feeble elastic water drive.

Mezőkeresztes.

South of the Bükk Mountains in the plain covered by Pannonian sediments, at 10-15 km from the Eocene and Triassic limestone ridges, torsion balance measurements showed a relative increase of gravity. Shallow holes were drilled in the area in 1949, to explore the structure. By using the surface of the Miocene volcanic tuff as a key horizon an uplifted configuration could be established. It is a faulted Paleogene structure, below the 300-600 m Pannonian series and 250-500 m thick Miocene tuff beds, similar to the Bükkszék and Demjén structures, but 1000 m deeper located than the latter. In this structure the Oligocene /Rupelian and Lattorfian/ clayey marl and sandstone beds, as well as


SECTION THROUGH THE MEZŐKERESZTES OIL FIELD.
0 1 2 3 4 500 1000m.
NW.
SE.
PLEIST.
PLEIST.
PANNONIAN
PANNONIAN
MIOCENE
MIOC.
OLIGOCENE
EOCENE
EOCENE
TRIASSIC
TRIASSIC
CONSTRUCTED BY GY. BALOGH 1954.
GY. KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. Nº 8.

in some places the Eocene limestone and Triassic dolomite contains oil. The 2-15 m thick beds of the 200-300 m of Middle Rupelian sandstone series are of very varied porosity. Below the Oligocene, Eocene nummulitic sandy calcereous marl follows, in some places immediately below the Lower Oligocene, Lower or Middle Triassic clayey marl, or limestone and dolomite are located. In the southeast par of the structure oil originates from fissures of probably karstic origin of the Eocene and Triassic limestone productive of oil in some wells. Reservoirs formed in traps bounded by faults, in some places non conformities of the Miocene tuffy clay constituted stratigraphic traps; in others lenticular edgeout of the Oligocene sandstone caused lithologic closure. The porosity of the reservoir sandstone is 16-20%, its permeability 0.8-24 md.

Among the pools of the structure the random alternation of oil, of gas, and more particularly of hydrocarbon and of carbon dioxide gas is of interest. In general among the deposits the highest but in some places the lowest lying sandstone beds prevalently contain carbon dioxide gas. In these deposits the carbon dioxide was probably the promoter of accumulation after the analogy of Thiele's experiment. Intensive faulting of the Oligocene strata in the Miocene was followed by flow of carbon dioxide gas and dragged along hydrocarbons, leaving them back in some layers according to laws capillarity.

The oil is driven from the strata by dissolved gas and by water energy. Because of this complicated state of lithology, tectonics and of the process of accumulation out of 80 wells drilled in the area relatively few gave commercial production. Closely located wells, in spite of spacings down to 75 m, exhibited basically different sequence of strata and fluid content.

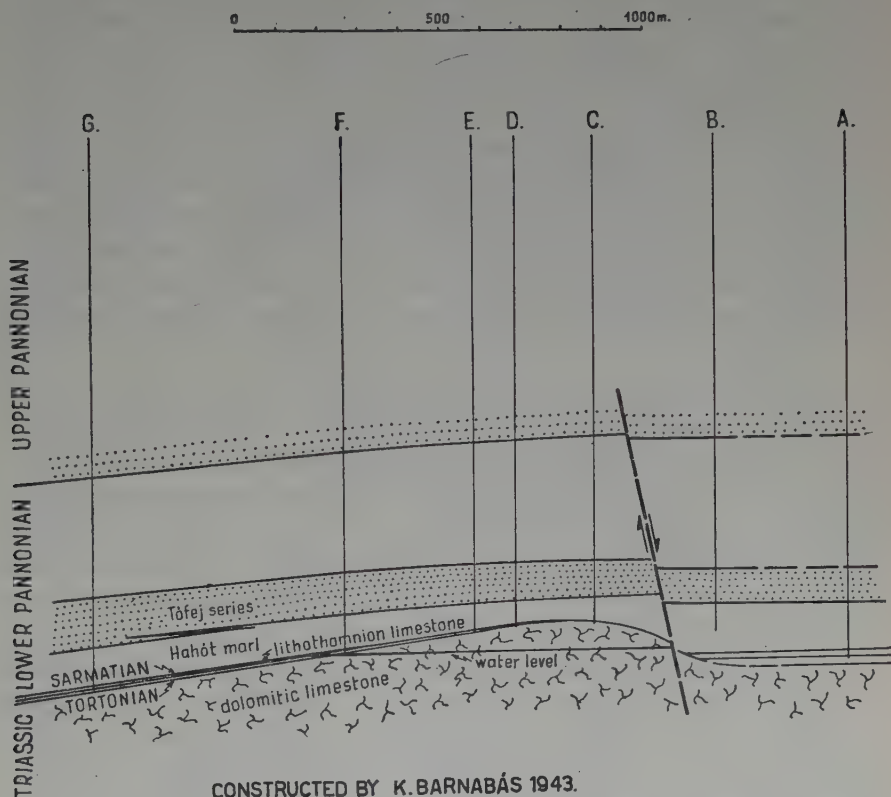
Among Paleogene faulted structural the small methane gas pool of *Örszentmiklós,* near Budapest on the left bank of the Danube is notable. Sandstone lenses of small extension located in the Rupelian clay contain dry methane gas in this area.

3. Faulted Mesozoic Structures.

Hahót.

Exploration drilling started in 1939 on the gravity and seismic maximum northeast of the Budafapuszta anticline. Drills found a Me-

sozoic limestone-dolomite ridge sinking in east-west direction under Tertiary sediments. The Transdanubian Central Mountains, dissected by faults of north-northwest, south-southeast trend submerge stepwise



westward. Triassic rocks still at the surface on the northwest shore of Lake Balaton are located at 25 km distance 763 m, at 39 km already 1700 m deep. The limestone, dolomitic limestone ridge is bordered on the south and on the north by a basin filled up in the Tertiary era. According to magnetic measurements and to drillings the Mesozoic group

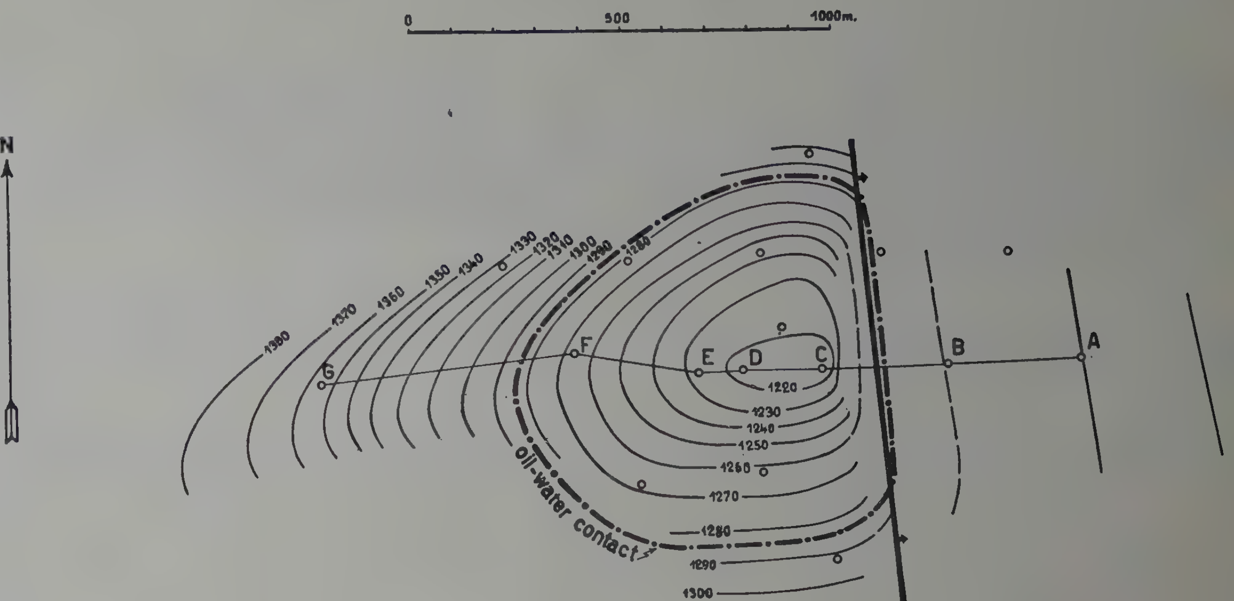
is at several places intruded by hypabyssic vulcanites. The *diorite porphyrite* discovered at Hahót-Ederics under the Tortonian limestone and the contact garnetiferous Triassic limestone drilled southeast of the Pusztaszentlászló oilfield indicate post-Triassic pre-Tortonian vol canism.

Above the Mesozoic structure is layered with a fold due to bed compaction the thin series of Sarmatian of Pannonian marl and sandstone. Therein at one of the highest places around *Kilimán* a nitrogen-containing dry methane gas pool was formed in Upper Pannonian strata trapped by small lithologic closure. Similarly in Tertiary strata is located the already mentioned Hahót-Ederics gas pool. Oil reservoirs developed at two places in Triassic limestone and dolomite as well as in Tortonian Lithotamnium Limestone deposited on them. Sarmatian and Lower Pannonian marl, covering the ridges of the regional stepwise westward sinking substratum closes the trap formed in the limestone toward the west. Eastward the closure is formed by a rift valley /Graben/ produced by faulting.

The reservoir rock is granular Tortonian Lithotamnium Limestone with remains of algae and fissured Triassic limestone with karst ducts. In the northern part of the block beyond the water contact the limestone passes into dolomitic limestone. The bottom water contact of the reservoir is continuous from roof to roof. The rise of this bottom water displaces the oil. The reservoir is of pronounced massive type. Calculated from the rise of the water contact and from the rock volume the porosity of the reservoir rock is 9-10%.

In the system of fractures underneath the oil a depressed karst water table is located, which is in connection with karst sources around the masses of the limestone outcropping to the surface. The karst water level is in the area of the limestone hills + 110-120 m above the Adriatic Sea. This static water table, as potential pressure energy gave flowing production at 2-3-at gage pressure at the altitude of about + 200 m of the Hahót wells in the initial production period. Flowing and bottom hole pressure were due to the small amount of gas /50%CO_2/ dissolved in the oil and to the difference in specific gravity of oil and of water. Later with the increase of specific gravity, in connection with the wells going to water, and with the escape of gas, flowing production discontinued in spite of the artesian water pressure.

STRUCTURE OF THE HAHÓT-PUSZTASZENTLÁSZLÓ FIELD ON TOP OF THE MIOCENE LIMESTONE



CONSTRUCTED BY K. BARNABÁS 1943.

GY. HERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. Nº 10.



SECTION THROUGH THE NAGYLENGYEL OIL FIELD

CONSTRUCTED BY L. DUBAY 1956.

GY KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. No 11.

An oil reservoir of similar structure of less importance was discovered by gravity measurements in 1948 about 4 km. east of the described field in the area of Hahót-Söjtör.

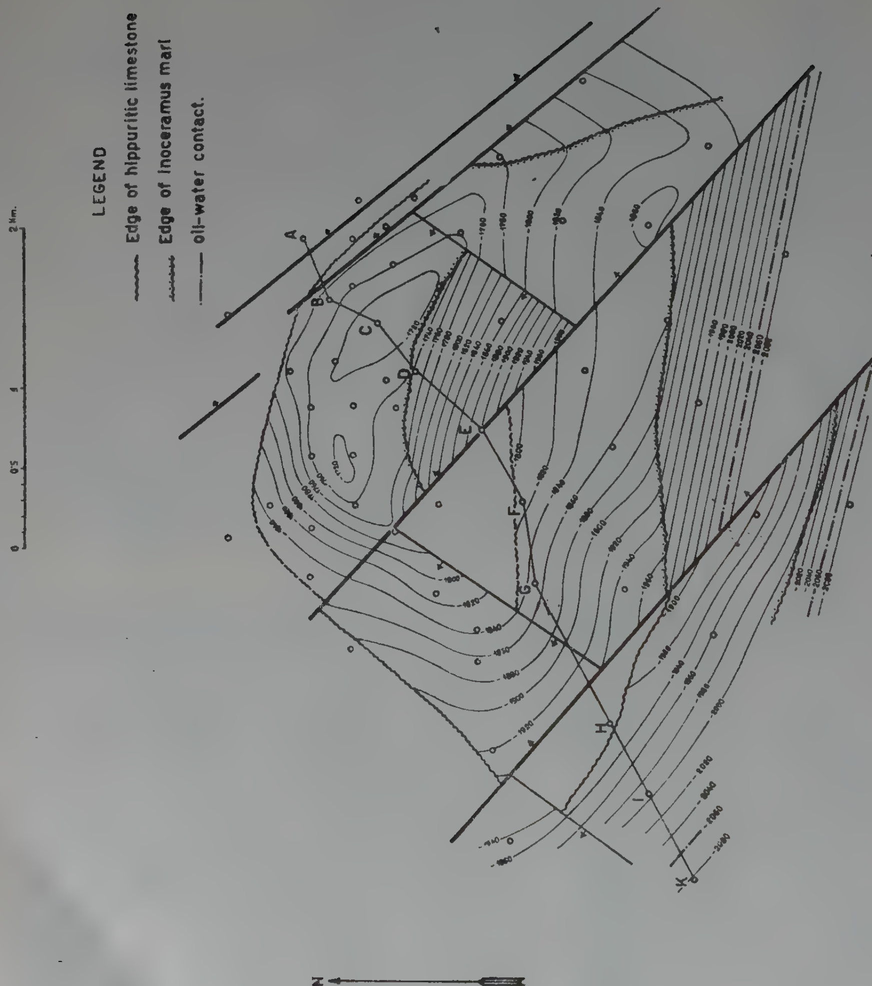
Nagylengyel.

North-northwest from the Hahót structure on the southeastern part of a high gravity maximum known since 1939 more detailed torsion balance and gravity metering was carried out in 1949. The value of the maximum observed was raised from the point of view of oil exploration by the hypothesis that the oil pool of the Hahót Mesozoic reservoir had accumulated from the Tertiary basins surrounding it.

Exploratory drilling was started in 1950 and became productive in 1951, when between Nagylengyel and Gellénháza a new, sunk-in, buried continuation of the Transdanubian Central Mountains was discovered. The oil reservoirs are located here in a group of ridges rising west of a fault trending north-northeast, south-southwest, and of 500 m throw. The structural pattern is in contrast to the oil-fields thus far described very complicated. Besides the eastern main fault several north-northeast, south-southwest trending faults and probably others normal to that strike are dissecting the Mesozoic structure into blocks. The strata of the individual blocks dip in general south-southwest at 10-20 degrees.

The series building up the blocks is interrupted by two important unconformities: one between the Tortonian and the Upper Cretaceous and another between the Upper Cretaceous and Triassic systems. From the start of Tortonian sedimentation continuous deposition in the Sarmatian and the Pannonian epochs covered the fractured Mesozoic group with sandstone and sandy clay strata. Some of the faults even dislocated the Tertiary group as well. The younger sediments, however, are characterized by a folded configuration, due to bed compaction.

The knowledge of the structural and stratigraphic conditions has been made very difficult by technical difficulties of drilling up the field. When the karst water system described in context with the Hahót structure was hit, the drilling mud circulation was entirely interrupted, therefore, at the beginning; holes were drilled only to the fissure system in connection with karst ducts. When this system of fractures had been reached the drilling mud was lost. Swabbing of the open hole section and thereby heating the inflowing oil to 60-70°C


STRUCTURE OF THE NAGYLENGYEL OIL FIELD ON TOP OF THE HIPPURITIC LIMESTONE.
LEGEND
Edge of hippuritic limestone
Edge of Inoceramus marl
oil-water contact.
A
B
C
D
E
F
G
H
I
K
N
CONSTRUCTED BY L.DUBAY 1956.
BY KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. No 12.

made most of the wells producing by flow at the beginning. Where circulation was not lost the permeability of the reservoir rock was lower, and pumping had to be resorted to. Even in these places oil inflow could be boosted by acidizing and the well made producing by flow.

For better knowledge of the structure by gelcementing, water and oil circulation, wells were drilled deeper in the Mesozoic group, wherby the stratigraphy could be elucidated. In the deepest lying Triassic dolomite the drill penetrated to a maximum depth of 200 m. Upon this follows a maximum thickness of 300 m of Upper Cretaceous marl with limestone banks and calcareous marl. Upon this is deposited by probably continuous sedimentation a maximum thickness of 220 m of Hippuritic Limestone. The Rudistid Limestone is covered on the flanks by Globotruncana-Innoceramus marl up to 300 m thickness, denudated on the more uplifted parts. The Hippuritic Limestone is overlain by a thin bed of 10-20 m of Tortonian Lithotamnium Limestone missing in some places. These beds are of very variable thickness in the individual wells, depending on how the faults have been penetrated.

Several tectonic and reservoir-morphologic problems are not perfectly cleared yet. With knowledge of the data thus far gathered it may be established that the Nagylengyel oil reservoirs were formed in Triassic dolomite, in Upper Cretaceous marl and to a lesser extent in Tortotian Lithotamnium Limestone as well as in glauconitic sandstone.

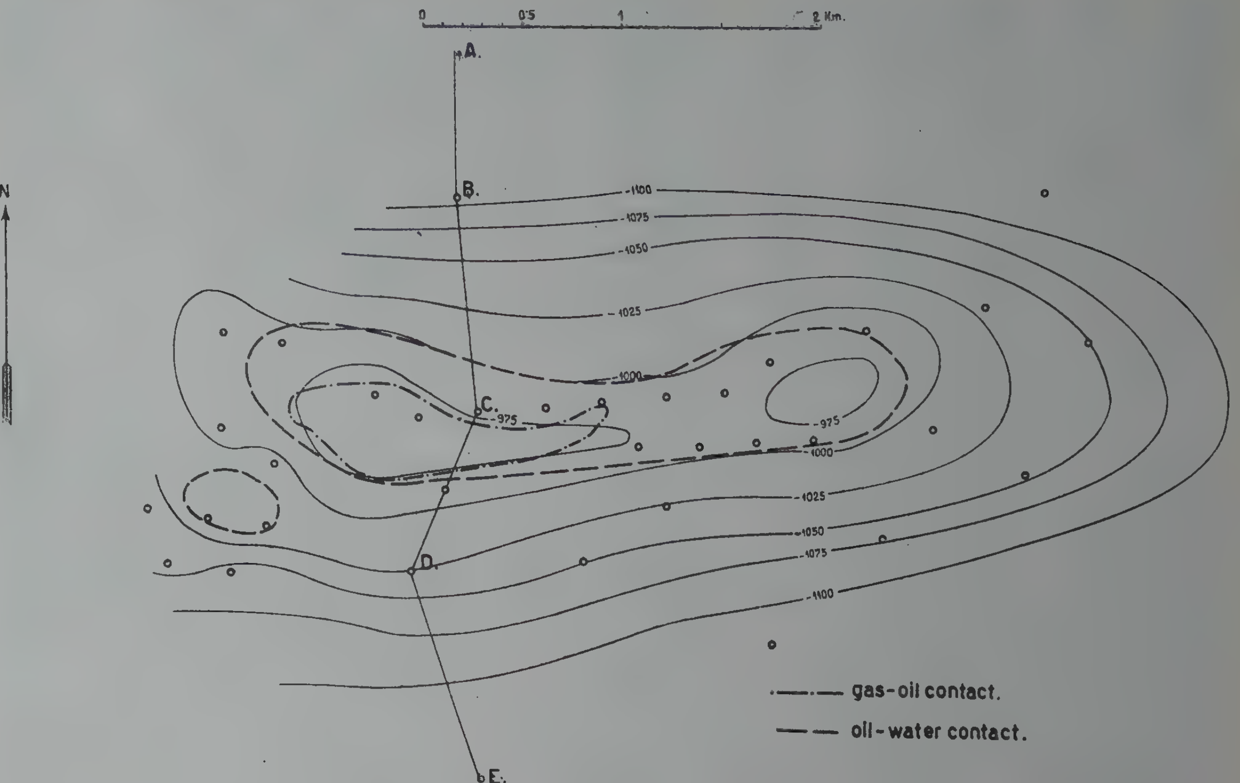
Closure of the reservoirs is tectonic and in consequence of the aforementioned unconformities stratigraphic. In the southwestern and northwestern part of the structure in Triassic dolomite, structurally deeper than the intermediate Cretaceous and Tortonian reservoirs, massive reservoirs closed by faults were formed. In the highest part of the structure the dolomite is evidently in connection with another, tectonically preformed system of fissures and in consequence of this holds only water. In these higher parts the accumulation was closed only in the Cretaceous and Tortonian strata. The type of the reservoirs is thus partly massive, partly of bed-type contained in the Hippuritic Limestone in some places in association with the Tortonian Lithotamnium Limestone. Likewise in the bed-type reservoir accumulated the spare oil of the glauconitic sandstone.

SECTION THROUGH THE BIHARNAGYBAJOM OIL FIELD.



CONSTRUCTED BY L. KŐRÖSSY 1955.

GY KERTAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG. No 13.


STRUCTURE OF THE BIHARNAGYBAJOM OIL FIELD ON TOP OF THE MIOCENE.
0
0.5
1
2 Km.
N
A.
B.
C.
D.
E.
1100
1075
1050
1025
1000
975
gas-oil contact.
oil-water contact.
CONSTRUCTED BY L. KÖRÖSSY 1955.
GY. HEBRAI: OIL AND NATURAL GAS IN HUNGARY
FIG: No 14.

The effective porosity of the reservoir rocks is in the first place due to the system of fractures of varied thickness and trend of karst water ducts, the primary, so-called "matrix" porosity is probably of less importance.

The oil is lifted by karst water and in some blocks by the dissolved gas pressure.

It is interesting that the mineralization of the deepest located karst water, especially its NaCl content is substantially less than that of the formation water held by the overlying Cretaceous and Tortonian rocks. This fact indicates communication of the water system with the surface. Production is going on at most places from uncased open hole sections of wells spaced at 150-400 m.

4. Folded Tertiary structures developed above Paleozoic buried hills.

Biharnagybajom.

A structure established in 1941 by gravity, in 1944 by seismic mapping. 15 shallow holes drilled in Upper Pannonian beds did not disclose the position of strata because of the most lenticular configuration of beds.

Drilling started in 1946 down to a depth of 1110 m disclosed a buried hill of Lower Paleozoic basement rock of metamorphic mica- and chlorite-schists. As a result of the denudation preceding the Miocene-Pannonian transgression the surface of the metamorphic rock is unevently developed, its sunken or uplifted blocks are covered by a conglomerate bed of various /20-30 m/ thickness. A fold due to compaction of the Miocene, Lower and Upper Pannonian strata covers the buried hill. The conglomerate is overlain in the southern and a western area by a 10-65 m thick Tortonian Lithotamnium Limestone bed, the latter —in the rest of the area the basal conglomerate itself— is covered by Miocene clay, clayey tuff and sandy clay beds. Thereupon are deposited 5-600 m of Lower Pannonian calcareous marl, marl and 4-500 m of Upper Pannonian sandy clay and sandy.

Very active water is held in the conglomerate that drives out the oil from the overlying thin pay sand and makes the well flow until it has gone to water. In the initial stage of production gas energy also had a share in it.

Körösszegapáti.

East-southeast of the Biharnagybajom structure, along the Rumanian border a buried Lower Paleozoic ridge, of a buildup similar to that of Biharnagybajom, was disclosed by drilling. Drilling had been preceded in 1941 by gravity, in 1943 by seismic measurements.

The basement rock disclosed in 1943 is located deeper than in the Biharnagybajom configuration: at 1530-1850 m.

The basement rock of amphibolite gneiss and of mica-schists is covered here by a clayey basal conglomerate consisting, here too, of fragments of metamorphic rocks. Younger sediments developed in folded configuration due to bed compaction of 30-40 m of Tortonian gravel-sandy limestone. Sarmatiam limestone and sandstone, 4-500 m of Pannonian sandy clay, sand.

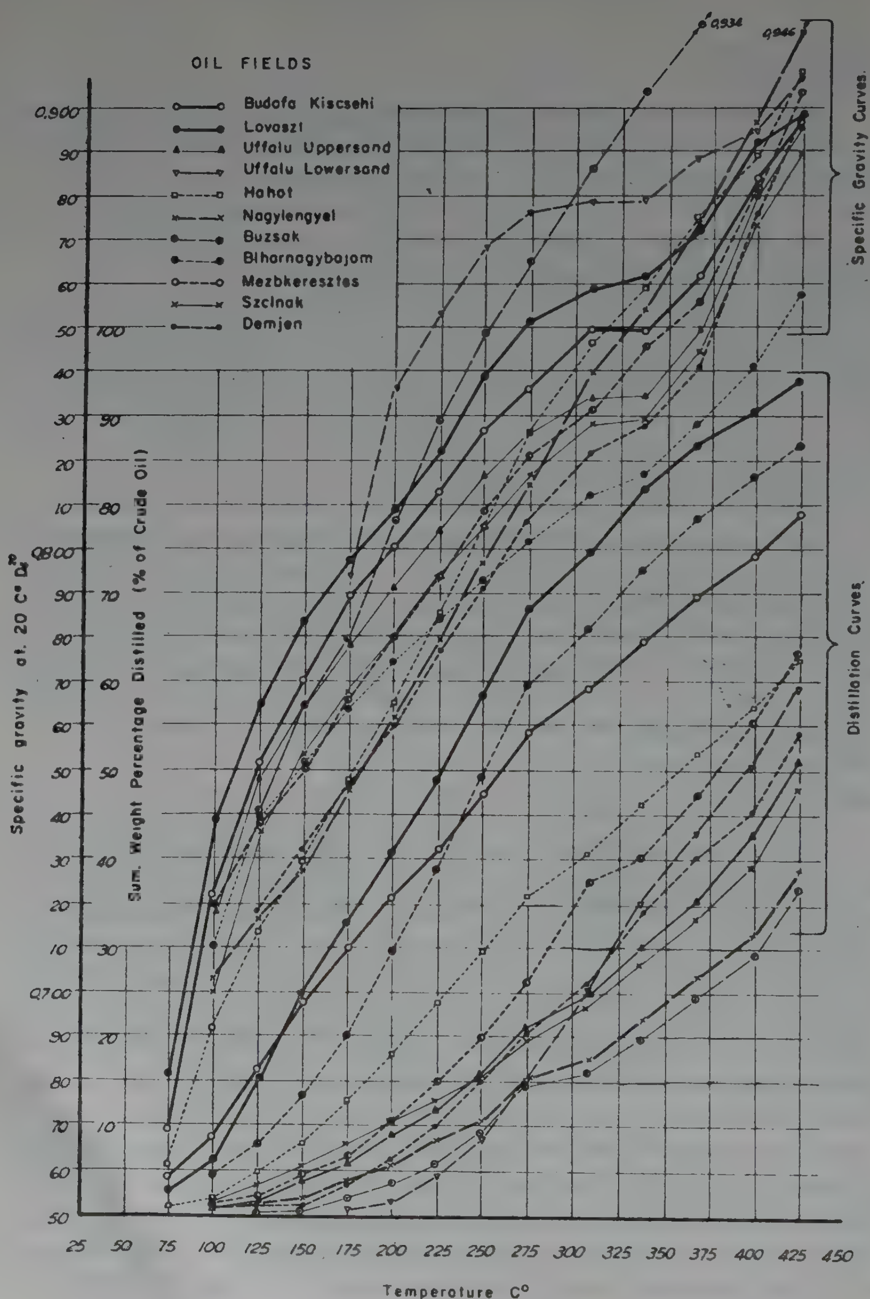
In the area only gas accumulated in commercial quantities, separated from its edge water by a narrow oil belt of no importance.

The gas is located in an irregular trap closed by lithologic change at the base of the basal conglomerate and of the Miocene series. The gas tests 26-30% of methane, hydrocarbon condensate and 70-73% of carbon dioxide. It is interesting that bottom hole pressure in Hungary in this field alone exceeds by about 30% the hydrostatic pressure corresponding to depth.

Mihályi.

In the Transdanubian Little Plain in 1935-1945 drills located on the basis of gravity and seismic survey disclosed a buried Lower Paleozoic range of north-northeast, south-southwest trend. Basement rock of mica schists with chlorite-amphibolite draws 1400-1600 m near to the surface and is for the most part covered only by Lower and Upper Pannonian strata. In the south Tortonian limestone, in the eastern deeper part of the ridge /1000 m below its top/ a thin bed of Sarmatian sandy clayey marl was discovered by drilling over the metamorphosed basement.

On the top of the ridge near Mihályi and Répcelak from the border of Paleozoic and Tertiary rocks a large yield of carbon dioxide gas was obtained. The gas contained 1% methane and feeble traces of oil. Carbon dioxide for the food industry is being produced from two wells at 15 km from each other. There has been no change of yield in the


OIL FIELDS
Budafa Kiscsehi
Lovaszi
Uffalu Uppersand
Uffalu Lowersand
Hahot
Nagylengyel
Buzsak
Biharnagybajom
Mezbkeresztes
Szcinak
Demjen
0,934
0,946
Specific Gravity Curves
Distillation Curves
Specific gravity at 20 C° D
Sum. Weight Percentage Distilled (% of Crude Oil)
Temperature C°
0,900
0,800
0,700
25
50
75
100
125
150
175
200
225
250
275
300
325
350
375
400
425
450

production of the first well during the last 20 years. The few wells drilled allow no exact statement relative to the pool and the reservoir rock.

Görgeteg-Babócsa.

Exploratory holes, drilled in 1955-1956 on the basis of seismic mapping started in 1953, showed that the geophysical anomaly is caused by a Paleozoic block buried at 2000 m depth. In the Lower Pannonian sandstones of the Tertiary cover rock a gas pool testing 75% hydrocatbons and condensate was formed.

Buzsák.

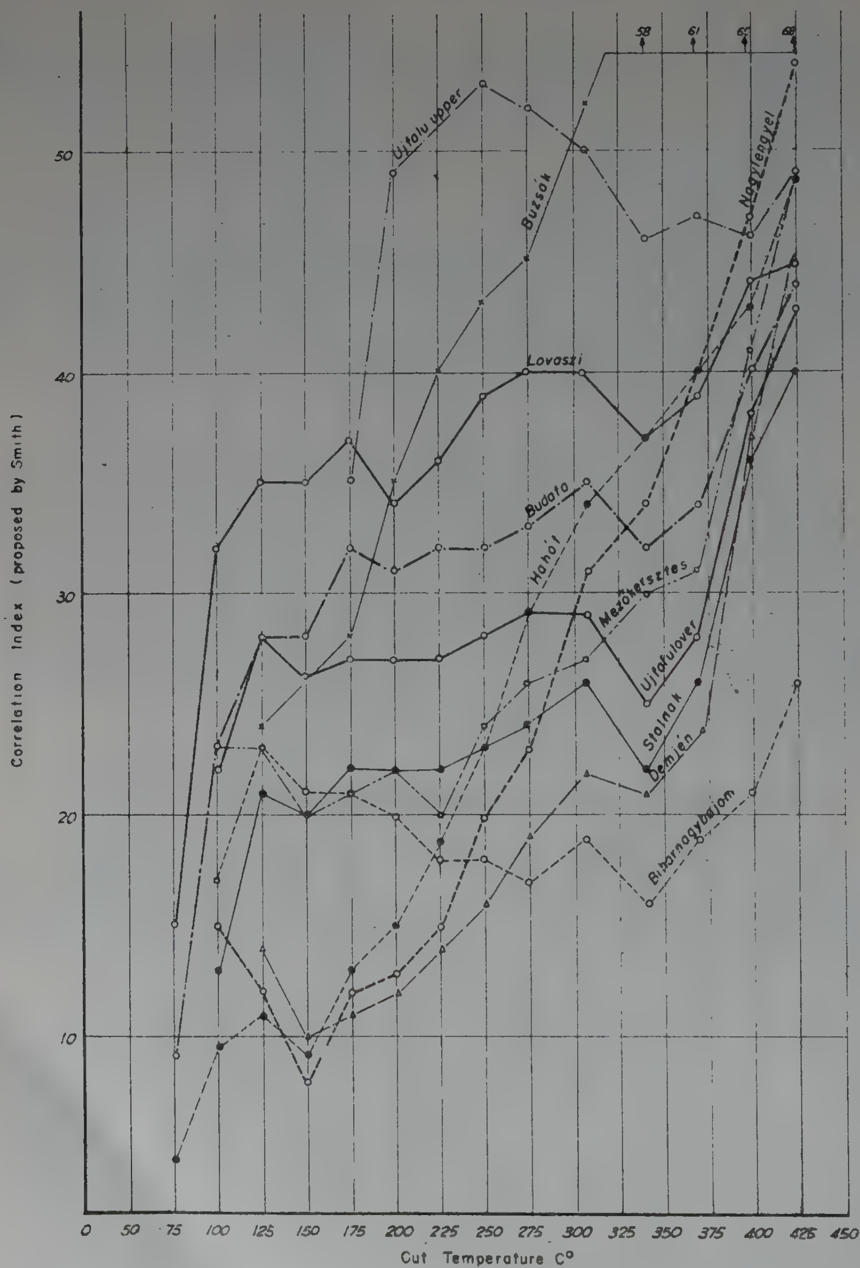
The small oil reservoir of Buzsák, developed in 1954-1955, presents a configuration differing from the described structures over Lower Paleozoic buried hills. The basement rock gradually sinking southeast of Lake Balaton is built up here of Upper Paleozoic /Carboniferous/ limestone. Upon this base, in some places with Mesozoic strata interbedding, Tortonian Lithotamnium Limestone is deposited in which a small oil pool was formed. The reservoir, probably dissected by faults, is closed by Lower Pannonian marl beds.

THE PROBLEM OF THE ORIGIN OF OIL AND OF NATURAL GAS

Concluding from data on sedimentation and stratigraphy the source bed of hydrocarbons in the Lovászi, Budafa and Ujfalu oilfields is the Lower Pannonian marl. Oil formation may have begun already during the Middle Miocene sedimentation.

As source beds of oil and gas trapped in Middle Oligocene strata may be regarded-on the basis of traces of hydrocarbons found in the clays— also in the clayey sediments /pelites/ closing the reservoirs.

In the Tertiary sedimentary basins in relatively uplifted, buried Mesozoic and Paleozoic configurations oil and gas may have accumulated from stratigraphically higher but geometrically deeper younger sediments too. Traces of bitumen, of oil found on the surface and in drill holes in Mesozoic rocks, the Upper Cretaceous marl formation of Nagylengyel leaves the possibility of a Mesozoic source bed open as



Correlation Index (proposed by Smith)
Cut Temperature C°
0
50
75
100
125
150
175
200
225
250
275
300
325
350
375
400
425
450
10
20
30
40
50
58
61
63
68
Ujfalu upper
Buzsák
Nagylengyel
Lovaszi
Budafa
Hahót
Mezőkeresztes
Ujfalulover
Stalnak
Demjén
Biharnagybajom

well. In the Great Plain oil formation in the Cretaceous flysch facies may also supposed.

South of Lake Balaton and in the Borderland of the Great Plain the possibility of Paleozoic origin of the oil is also to be investigated.

The origin of uncommonly large amounts of carbon dioxide mixed with hydrocarbons is not to be simply attributed to postvolcanic processes in general. It may be supposed that different conditions of aeration and the highly oscillating level of the Pannonian Sea periodically caused destruction of organic matter to CO_2 and the decomposition of carbonates. In the Miocene vulcanic province metamorphism at the contact of huge masses of carbonate rock may also have had a share in the generation of large amounts of CO_2.

REFERENCES

The major part of the above data has not been published yet or is partly in printing; partly it is on the files of the National Documentation on Petroleum Geology, in the form of company reports.

In the scientific elaboration of the statements, besides the author, have taken part:

BARNABÁS, K. /*Budafapuszta, Lovászi.* Hahót/.
CSIKI, G. /*Great Plain*/.
DUBAY, L. /*Nagylengyel*/.
GRAF, L. /*Chemical analyses*/.
KÖRÖSSY, L. /*Biharnagybajom, Körösszegapáti, Mezőkeresztes*/.
SZALÁNCZY, GY. /*Budafapuszta, Lovászi*/.
SZEPESHÁZY, K. /*lithological data*/.
SZUROVY, G. /*Great Plain*/.
TOMOR, J. /*Transdanubia in general, problem of origin of petroleum*/.
VECSEY, GY. /*Hahót*/.

SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS
XX CONGRESO GEOLOGICO INTERNACIONAL

UNITED KINGDOM

(INGLATERRA)

REPORT ON OIL AND GAS IN THE UNITED KINGDOM

By H. R. Warman, K. H. Roberts,
R. G. W. Brunstrom, C. M. Adcock
The British Petroleum Co. Ltd.

1. SUMMARY

There are five geological provinces in the United Kingdom in which hydrocarbons have either been produced (even if only in small quantities) or have been discovered and await production. One of these is in Scotland and four in England. The rocks from which the hydrocarbons are obtained are of Carboniferous age in three of the provinces and of Mesozoic age in the other two. The Carboniferous sediments which have a maximum thickness of about 15,000 feet and which occur in a number of separate or contiguous basins, have the most oil indications. They have yielded several small commercial oilfields and one small potential gas field. The Mesozoic sediments contain lesser oil indications and no commercial oilfields have yet been discovered in them, but a potentially commercial gas field has ben found in the Permian in one of these two provinces.

Exploration in the Carboniferous and Mesozoic basins of the United Kingdom still continues, both inside and outside the boundaries of the five provinces described.

2. GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF OIL AND GAS PRODUCING PROVINCES

Great Britain, although small, has a great diversity of geological conditions and deposits, and a number of prospective petroleum provinces exist, each with different stratigraphic and structural conditions. Those in which production, however small, has been found are shown on Figure 1.

Significant commercial production has so far only been established in one province (the East Midlands). Minor oil production has been obtained in two provinces (West Lancashire and Central Scotland). One province (Southern England) has produced a little gas.



DISTRIBUTION OF OIL AND GAS PROVINCES

REPORT ON UNITED KINGDOM

THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

3. GEOLOGICAL DESCRIPTION OF PETROLEUM PROVINCES

With the exception of the East Midlands Province, the provinces listed in Great Britain produce such small quantities of oil and gas that most attention will be paid to the former. Very brief accounts of the other provinces will be given.

A. EAST MIDLANDS PROVINCE

The East Midlands Province is not a geological entity but is the southern portion of the basin on the east of the Pennine uplift which runs down the centre of northern England.

STRATIGRAPHY

The stratigraphy is summarised on the map of Figure 2 and on Figures 3 and 4. From the point of view of oil prospecting the most important geological system is the Carboniferous, with subsidiary interest in the Permian, the Triassic and Jurassic systems.

The Carboniferous system is divided into the Lower Carboniferous, consisting of the Carboniferous Limestone Series, and the Upper Carboniferous, comprising the Millstone Grit Series and the Coal Measures.

Carboniferous Limestone Series

The Carboniferous Limestone Series, comprising the Tournaisian and Visean, began with a major marine transgression and the lowermost beds of the series rest on rocks of various ages which had been folded and uplifted in the Caledonian orogeny and eroded during the Devonian era of continental conditions. The lowermost Tournaisian consists of variable thicknesses of conglomerate. In a well at Eakring there are two thousand feet of conglomerates interbedded with limestones. Above the basal conglomerates, the Lower Carboniferous consists predominantly of limestones, which, in the upper part, pass laterally in some areas into an argillaceous facies. Throughout the province the limestone contains, at various horizons, developments of extrusive, contemporaneous igneous rocks and of basic igneous intrusions. The thickness of the limestone series in the Province varies from an uncertain maximum of several thousand feet in the northwest to a proved minimum of about 500 feet in wells around Nocton. To the south of



GEOLOGICAL MAP OF PRODUCING REGION OF E. MIDLANDS PROVINCE

REPORT ON UNITED KINGDOM

THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

the Province the Lower Carboniferous, running E-W across Britain, wedges out completely against a ridge of Palaeozoic and older rocks. This ridge is almost entirely concealed by Mesozoic rocks but relics of it are exposed in the inliers of Pre-Cambrian of Charnwood Forest.

The Lower Carboniferous, particularly where it occurs in an argillaceous facies, is a good potential source of some of the oil in the Province; at outcrop in the Pennines it frequently contains traces of bituminous residues and heavy oil. The reservoir characteristics of the limestones vary from fair to poor. Oil production so far obtained is very small, production of the order of a few tens of barrels per day having been obtained at Hardstoft, Eakring, Nocton and Plungar.

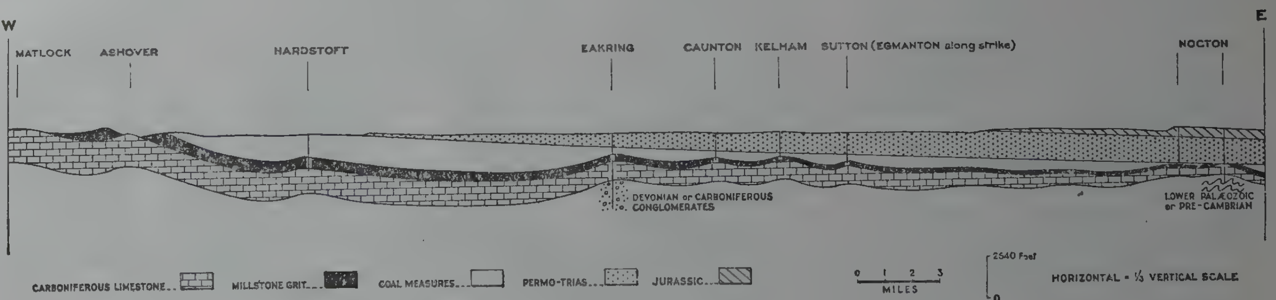
Millstone Grit Series (Namurian)

The marine conditions of the Lower Carboniferous were followed by a deltaic environment in which the Millstone Grit Series was deposited. In some cases there appears to be a transition from the argillaceous facies of the upper part of the Lower Carboniferous Series to the semimarine lower shales of the Millstone Grit. In other areas, where the argillaceous facies is not developed, there may be a pronounced discordance between the two Series.

The Millstone Grit deposits are a typical deltaic assemblage with alternations of mudstones, silts, thin coals, coarse, variably sorted sandstones, and periodic thin marine beds. The marine bands represent major marine incursions and are widespread. The fossils, particularly the goniatites, of the marine intercalations are invaluable in dating and correlating the series.

The series as a whole and also the individual shale and sandstone members thin from a maximum of several thousand feet in the northwest of the Province to a minimum in the southeast where the series is thin or absent. The general trend is shown on the section of Figure 3 and the columns of Figures 4, 12 and 14.

The sandstones are normally poorly sorted and variably cemented with clay minerals, calcium and iron carbonates, and some secondary quartz. Permeabilities are very variable and range from about 1 to 1000 millidarcies. While the general form of the sandstones is lenticular the sandy horizons are recognisable entities over distances of fifty miles. The proved oilfields occur where the Millstone Grit is comparatively thin.



DIAGRAMMATIC SECTION ACROSS EAST MIDLANDS

REPORT ON UNITED KINGDOM

THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

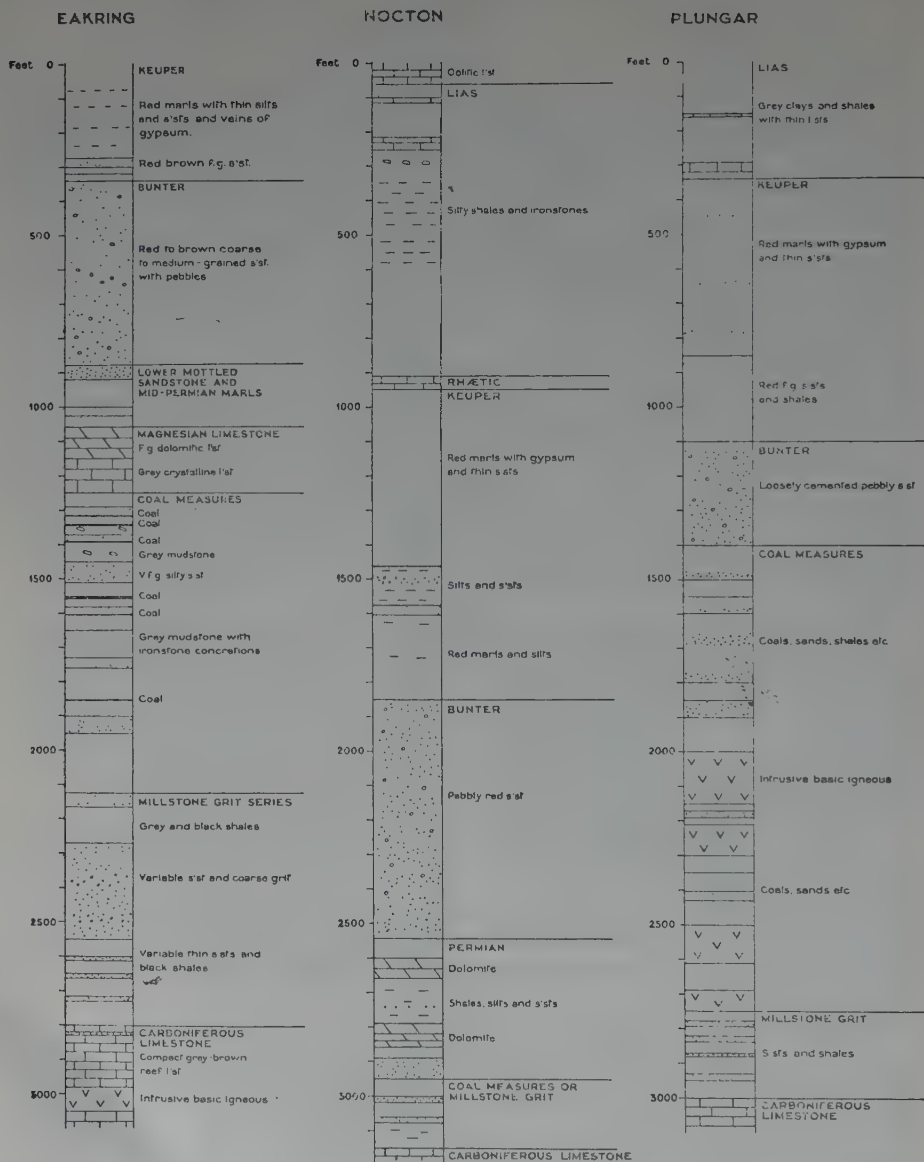
Coal Measures

The Coal Measures comprise all the Carboniferous Beds above the *Gastrioceras subcrenatum* marine band, the internationally agreed boundary (Jongmans, 1928). They consist predominantly of grey mudstones, fine grained sandstones, coals and seat-earths with thin marine bands which vary from shales to limestones. Ironstone nodules are common throughout. The series is entirely of fresh-water origin apart from the marine bands, which are rarely more than a foot or two thick. There is no break apparent in the Province between the deposition of the Coal Measures and that of the underlying Millstone Grit. The majority of the sandstones in the Coal Measures are fine grained with low porosities and permeabilities and, although they are oily, no production has yet been obtained from them. The sandstones of the lowest two or three cyclothems above the *G. subcrenatum* marine band closely resemble the sands of the Millstone Grit and at Plungar and Eakring commercial production is obtained from these beds.

The end of Carboniferous times was marked by large-scale earth movements, the Armorican orogeny. The first phase of these movements occurred while sedimentation was still active in some of the British Carboniferous basins and a series of barren red measures was deposited which are angularly unconformable upon the productive measures at the edges of the basins.

In the southeastern part of the Province there is much pene-contemporaneous igneous rock in the Coal Measures, particularly in the area between Kelham, Egmanton and Plungar. The igneous rocks take the form of basic extrusions and intrusions. In the area of Plungar more than half the total thickness of the Coal Measures consists of igneous rocks.

The literature on the Coal Measures is very extensive; for a general account of their stratigraphy, see Trueman (1947), and for the details in the East Midlands, see Edwards (1951). Many details of successions encountered in early drilling operations are given in Lees & Taitt (1946).



STRATIGRAPHY OF WELLS IN E. MIDLANDS PROVINCE
(SIMPLIFIED)

REPORT ON UNITED KINGDOM

Mesozoic

The Mesozoic rocks of the East Midlands province rest with angular unconformity on the truncated structures of the Carboniferous. Their general nature and disposition are shown in Figures 2, 3 and 4.

Permian

The Permian is thickest in the northeast of the Province but owing to the scarcity of borings in that area the succession, which consists mainly of evaporites, dolomitic limestones, and marls, is not well known. Towards the edge of the basin these marine or lagoonal deposits pass into the general terrestrial complex of the Permio-Trias and cannot be distinguished. The stratigraphic columns of Figure 4 show how at Nocton two Magnesian Limestones and accompanying marls and sandstones are still present but at Plungar only conglomerates at the base of the Bunter can be ascribed to the Permian. The problem of the correlation and general stratigraphy of the Permo-Triassic rocks of Britain as a whole is discussed in Sherlock (1947).

The Permian dolomitic limestones and sandstones are good potential reservoir rocks. Lying unconformably above the hydrocarbon-bearing Carboniferous rocks, the Permian is favourably situated to receive any hydrocarbons migrating from them, but no such accumulations have yet been found.

Bunter Sandstones

These are typical terrestrial, aeolian sandstones, red in colour, poorly cemented and composed dominantly of quartz grains, with dispersed pebbles which frequently have the form of dreikanters. The thickness of the Bunter is surprisingly constant, considering its origin, and varies from about 200 feet in the south to 500 feet in the north. It is an important aquifer.

Keuper

The Keuper continues the series of terrestrial deposits laid down in Bunter times. It consists of a lower sandy member some 100 to 250 feet thick lying non-sequentially on the Bunter. and an upper series of red marls with occasional thin sandstones and beds of gypsum. The Keuper marls are from 500 to 800 feet thick, and are impervious.

Jurassic

The Jurassic rocks are entirely of marine origin and consist of argillaceous and calcareous groups, the argillaceous groups being predominant. The stratigraphy is known in great detail, and readers are referred to the relevant memoirs of the Geological Survey and to works such as Arkell (1933).

The Jurassic beds occur in the eastern part of the Province and have an undisturbed regional dip to the southeast.

STRUCTURE

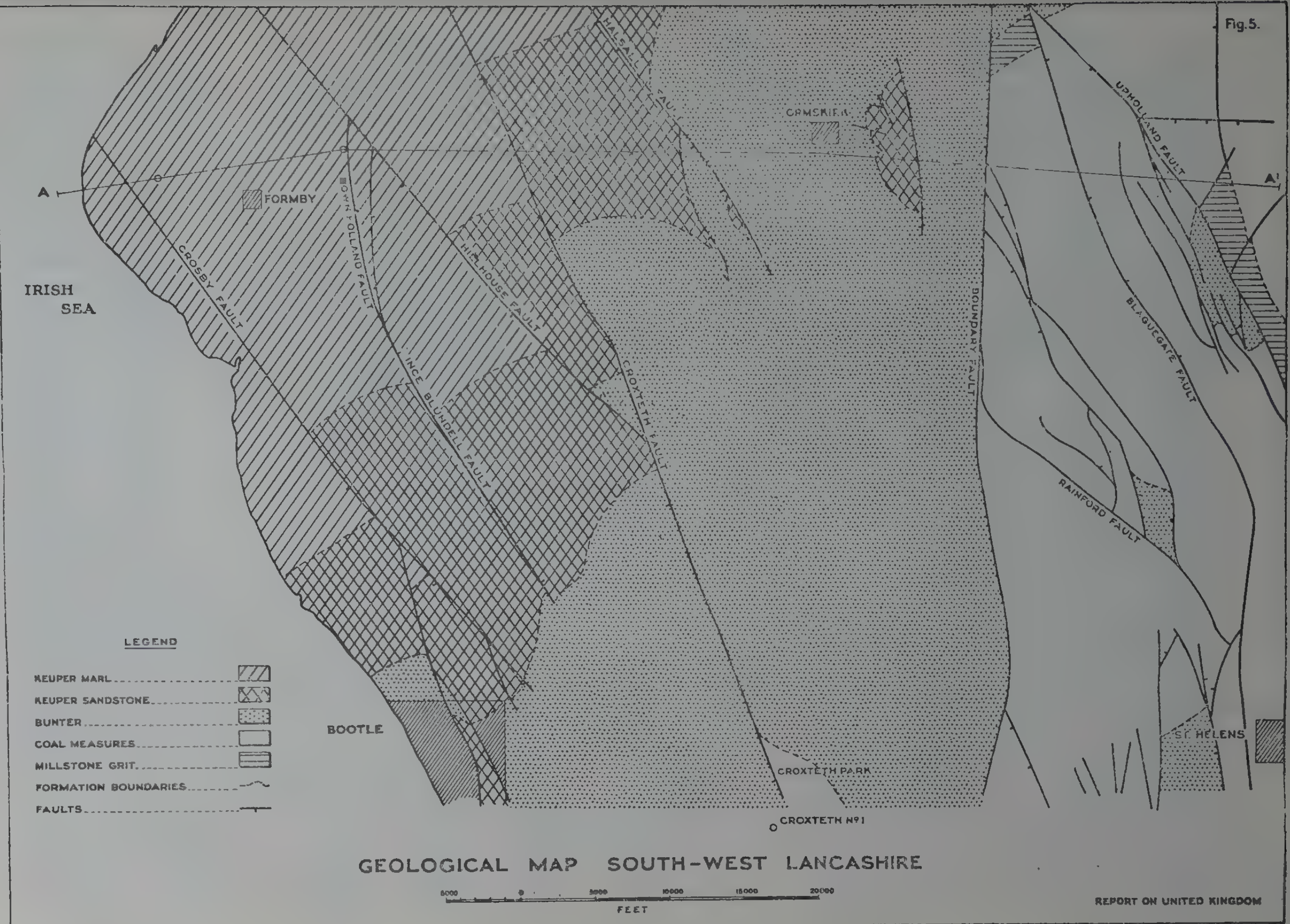
The structure of the East Midlands province is relatively simple. The sediments of interest to the oil geologist have been affected by only one phase of major folding, which was nowhere severe in the area, and a late Tertiary phase of regional tilting.

The major orogenic phase was that of the Armorican mountain-building movements. This phase of folding brought to an end the long cycle of Carboniferous sedimentation. In this area it produced fold patterns generally assumed to follow the trend of structures formed in the basement by earlier and locally stronger movements. The fold axes trend mostly from NW-SE to N-S, the latter being the more marked. The major anticlines have amplitudes of one to two thousand feet, with a tendency to asymmetry, the steep flanks being on the southwest or western side. Faulting associated with the Armorican orogeny is considerable but not severe. The majority of the faults are normal and throws of more than 500 feet are rare.

After the Armorican orogeny there has been little tectonic movement in the area. Small movements are evident from differing rates of subsidence and sedimentation in the Mesozoic. Post-Jurassic, presumably Tertiary, movements have caused some limited faulting. During the Tertiary the whole area received a tilt of 1 or 2 degrees. The general structural pattern of the province is shown in the section of Figure 3.

B. LANCASHIRE PROVINCE

A very limited production of oil is at present obtained from the Triassic in this province at Formby. This is presumed to be a secondary



GEOLOGICAL MAP SOUTH-WEST LANCASHIRE

REPORT ON UNITED KINGDOM

accumulation of oil actively seeping up from the underlying Carboniferous (vide Cope 1939). Numerous oil indications occur in the region both in coal working and as surface seepages in the Carboniferous rocks.

The rocks of the area which affect the evaluation of the oil prospects are the Carboniferous and the Permo-Trias. The Carboniferous system provides adequate source material and the major potential reservoirs. The continental deposits of the Permo-Trias provide no source rocks but have some potential reservoirs and yield the only oil so far produced.

STRATIGRAPHY

Carboniferous

The Carboniferous is divided into the customary three English groups: the Carboniferous Limestone, the Millstone Grit and the Coal Measures.

Carboniferous Limestone (Avonian)

The Lower Avonian (Tournaisian) consists of massive coral and crinoidal limestones with subsidiary shales. The thickness of the Lower Avonian, which is known only from the outcrops thirty miles or more to the east of the area, is rather variable and uncertain but of the order of 100 to 500 feet. The Upper Avonian (Visean) is very variable with two facies, an argillaceous and a reef limestone facies, the two occurring in a 'block' and 'gulf' relationship. The thickness of the Upper Avonian is from 1000 to 5000 feet, the argillaceous 'gulf' facies being the thicker. Little is known of reservoir characteristics but the thick limestones must be potential reservoirs. The argillaceous facies conforms to the normal conception of source rocks.

Millstone Grit (Namurian)

The rocks of this series are a deltaic assemblage containing thick, coarse sandstones intercalated with shales. The series is zoned by goniatites contained in thin marine bands. The details of the stratigraphy are dealt with in detail in Bisat (1924) and in the publications of H. M. Geological Survey by Wright, Sherlock, Wray, Lloyd

and Tonks (1927), and by Wray (1948). In some of the Formby wells the sandstones are indurated below the unconformable Permo-Triassic and have very small porosities and permeabilities, but normally they could act as good reservoirs for hydrocarbons. The Millstone Grit series is 2,000 to 4,000 feet thick, and individual sandstones may be up to 200 to 300 feet thick.

Coal Measures

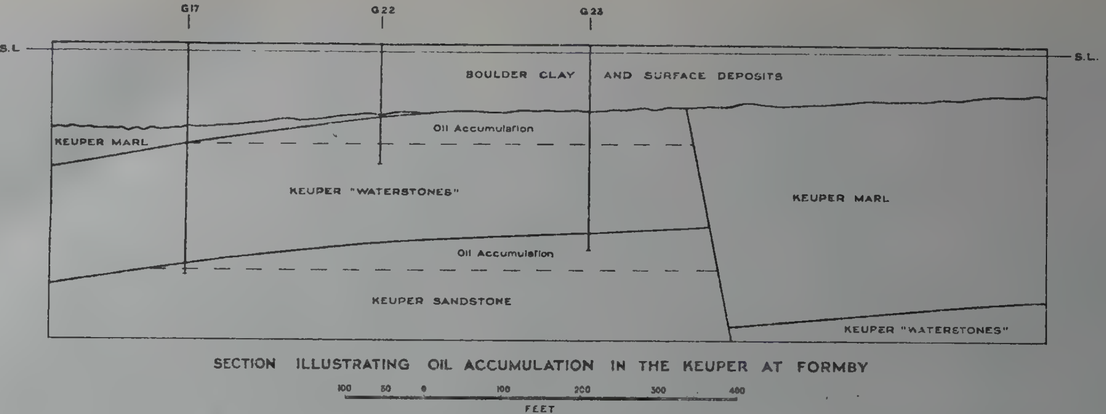
The Coal Measures consist of the normal predominantly argillaceous series up to 5,000 feet thick of freshwater deposits numerous cyclothems of coal, sandstone, shale, seat-earth, coal. The cyclothems average about 50 feet in thickness. While there are numerous oil indications in the mines working the coals of the area, the sandstones usually have very low porosities and permeabilities.

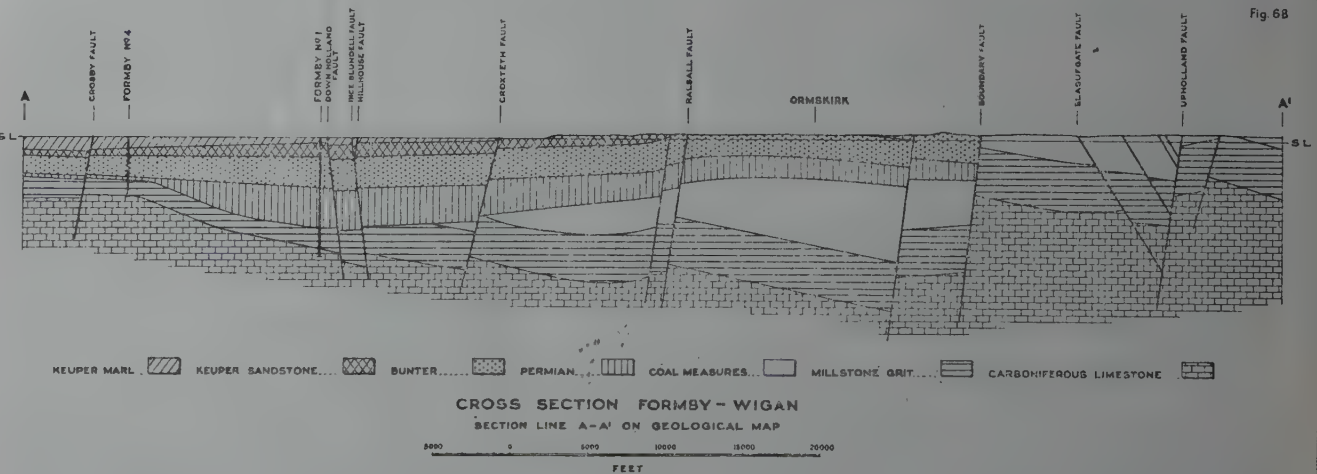
Permo-Trias

This series of continental rocks rests with great unconformity on a deeply eroded old land surface composed of strongly faulted Carboniferous rocks. The various members are:

	Thickness in feet
Keuper Marl —red marls, sandy at base	2,000
Keuper Sandstone —poorly cemented sandstones, coarse white sandstones	500 — 1,000
Bunter —variable red sandstones, marls and pebble beds	2,000
Permian-Manchester Marls —red and purple marls with thin sandstones	500
Permian-Collyhurst Sandstone —coarse varied sandstone	0 — 2,345

The thick porous sandstones of the Permo-Trias have little prospect of acting as hydrocarbon traps owing to the lack of favourable structures. Fault, pinch-out, and permeability traps are possible, however, and there is probably active seepage up into the continental beds from the underlying Carboniferous. The production at Formby, as shown in Figure 6A, is from the Keuper Sandstone trapped by a combination of faulting, and capping with boulder clay —the accumulation is in fact an arrested seepage.





REPORT ON UNITED KINGDOM

STRUCTURE

The main elements of the structure of West Lancashire are shown on the map of Figure 5 and the section of Figure 6B. The major tectonic elements are the severely faulted Carboniferous beds, overlain with great unconformity by the Permo-Trias, which is affected by faulting of a presumed Tertiary age though to a lesser extent than the Carboniferous. There are few simple anticlines in the area.

C. NORTHEAST YORKSHIRE PROVINCE

This is another region in which hydrocarbons, in this case gas, have been proved in commercial quantities but are not yet produced, and which has been insufficiently explored so far by drilling.

STRATIGRAPHY

The map of Figure 7 shows the general structure and major stratigraphic units. The oldest beds at present to be considered in the light of oil and gas prospects are the Carboniferous. The normal English succession of Coal Measures, Millstone Grit, and Carboniferous Limestone is present but in most of the structures with adequate cover probably all the Coal Measures and Millstone Grit have been removed by erosion from the crests. Resting unconformably on the Carboniferous is an interesting lagoonal facies of the Permian with evaporites and dolomitic limestones. This facies lies in an extension of the "Zechstein Sea" of northwest Europe and, as in Germany, the Permian dolomites contain gas. At Eskdale exploration wells have proved the Permian limestones to be capable of gas production of more than a million cubic feet per day. The size of the structure and the reserves are unknown.

Resting on the Permian are the normal continental Triassic rocks which are overlain by marine Jurassic.

Unlike those of the East Midlands, the Yorkshire Mesozoic rocks are folded and show closed structures at the surface. The rapid thickness variations in the Permian evaporites, however, make the structures of the Permian dolomites very different from those of the Jurassic.

The generalised succession and structure of the area are shown on

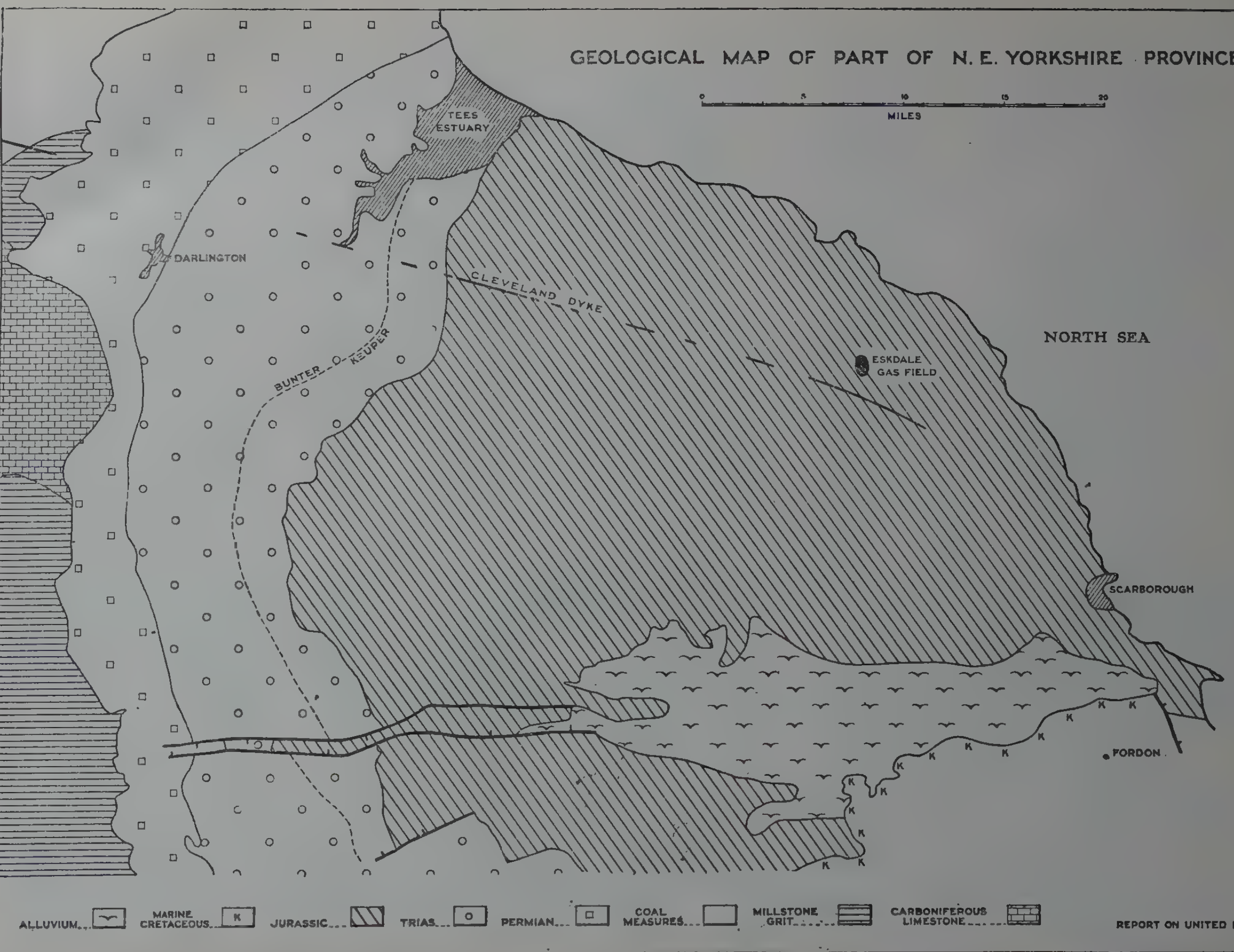
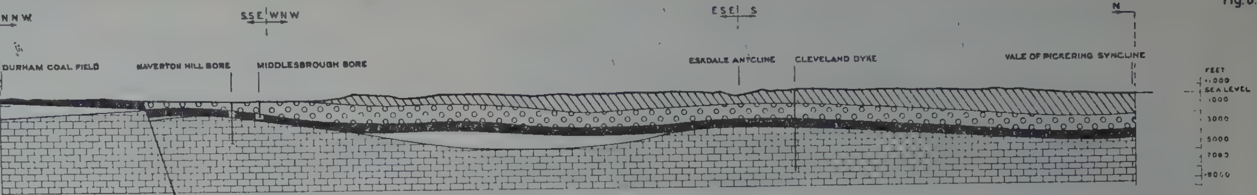
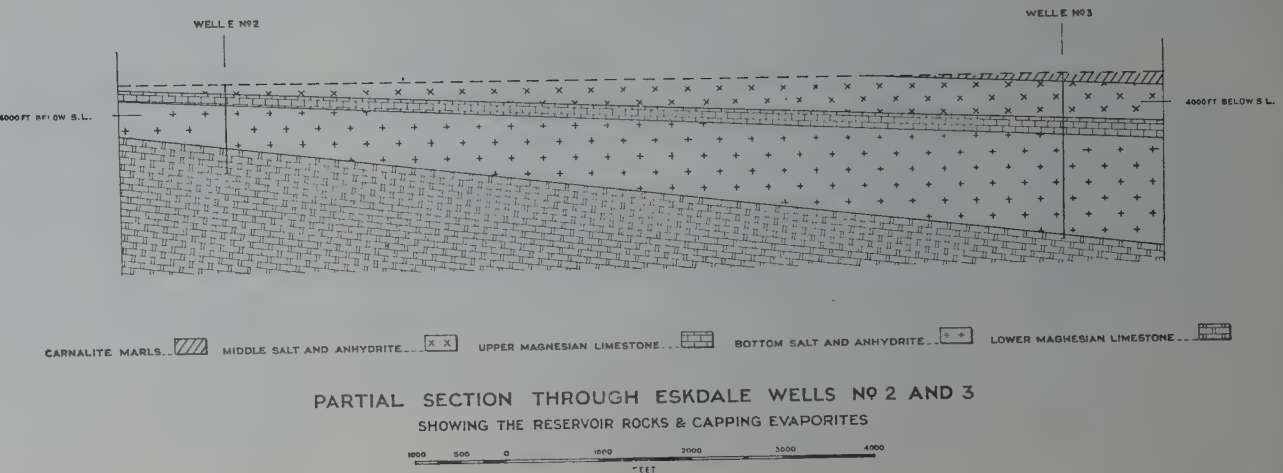

Fig. 7.
GEOLOGICAL MAP OF PART OF N. E. YORKSHIRE PROVINCE
0
5
10
15
20
MILES
TEES ESTUARY
DARLINGTON
CLEVELAND DYKE
BUNTER
KEUPER
ESKDALE GAS FIELD
NORTH SEA
SCARBOROUGH
FORDON
ALLUVIUM
MARINE CRETACEOUS
JURASSIC
TRIAS
PERMIAN
COAL MEASURES
MILLSTONE GRIT
CARBONIFEROUS LIMESTONE
REPORT ON UNITED KINGDOM
THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

Fig. 8.A



SECTION THROUGH S.E. DURHAM AND N.E. YORKSHIRE

Fig 8 B



PARTIAL SECTION THROUGH ESKDALE WELLS Nº 2 AND 3
SHOWING THE RESERVOIR ROCKS & CAPPING EVAPORITES

Figure 7 and the details of the Permian beds at Eskdale are shown shown in Figures 8A and 8B.

D. CENTRAL SCOTLAND PROVINCE

The Province has abundant oil and gas indications. It contains one small proved oil accumulation and one proved gas accumulation.

STRATIGRAPHY

The oil and gas accumulations are in rocks of Carboniferous age. The pre-Carboniferous rocks consist of strongly folded and metamorphosed Lower Palaeozoics and a thick series of continental sandstones, conglomerates, and volcanic rocks of Devonian age. There are no post-Carboniferous sediments of any consequence.

The Midlothian coalfield and its environs, in which the proved accumulations occur, is typical of the whole Province and description will be limited to it. The generalised maps and sections of Figures 9 and 10 show the essential features of the stratigraphy and structure.

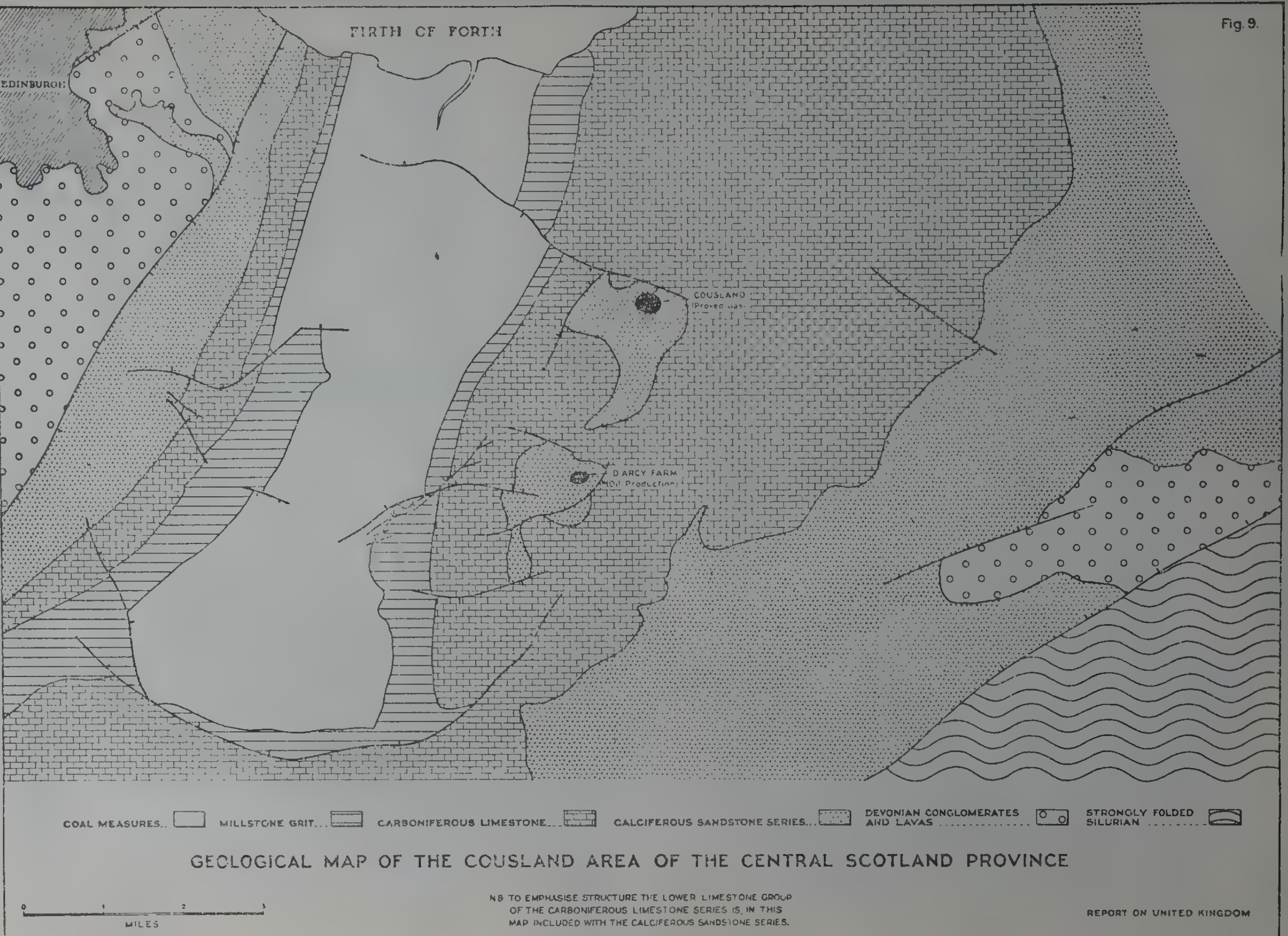
Lower Carboniferous

The Lower Carboniferous is rather different from the English types described previously. The major subdivisions are:

Carboniferous Limestone Series	Upper Limestone Group Limestone Coal Group Lower Limestone Group
Calciferous Sandstone Series	Oil Shale Group Cementstone Group

In order to emphasize structure, in the map of Figure 9 the Lower Limestone Group of the Carboniferous Limestone Series has been included with the Calciferous Sandstone Series.

The Oil Shale Group contains some 3,000 feet of fresh-water or estuarine shales and sandstones, including workable oil-shales which yield some 100,000 tons a year of crude oil on distillation. The Carboniferous Limestone Series contains alternations of marine limestones and shale with fresh-water mudstones, shales, sandstones, and coals, and varies considerably in thickness between 3,000 feet to less than 100 feet.



GEOLOGICAL MAP OF THE COUSLAND AREA OF THE CENTRAL SCOTLAND PROVINCE

NB TO EMPHASISE STRUCTURE THE LOWER LIMESTONE GROUP OF THE CARBONIFEROUS LIMESTONE SERIES IS, IN THIS MAP INCLUDED WITH THE CALCIFEROUS SANDSTONE SERIES.

Upper Carboniferous

There is a threefold division of the Upper Carboniferous into the Millstone Grit, the Productive Coal Measures, and the uppermost or Barren Red Measures.

The Millstone Grit comprises 500 feet to 1,000 feet of deltaic sandstones, shales, fireclays, gannisters, and thin coals. The Millstone Grit sandstones are good potential reservoir rocks.

The Productive Coal Measures are normal Coal Measure sediments with cyclothems of coal, sandstone, mudstone, seat-earth etc., and are generally between 1,000 and 2,000 feet thick. The Barren Red Measures reveal the onset of the red-bed conditions of the Permo-Trias and consist of up to 1,000 feet of red and purple sandstones and shales with thin coals and fireclays.

Igneous material, both extrusive and intrusive, is very common in all levels of the Carboniferous throughout the Province.

STRUCTURE

At the end of Carboniferous times the Armorican earth movements produced considerable folding and faulting within the province. Both the folding and faulting are of moderate severity.

E. SOUTHERN ENGLAND

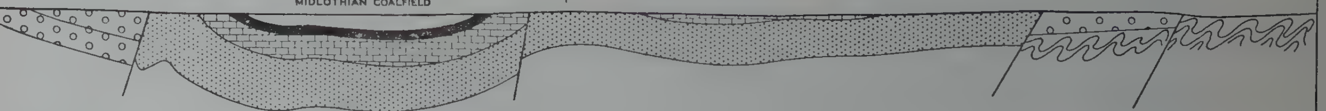
Southern England has only a minute production of natural gas at Heathfield in Sussex. This gas was discovered accidentally in the basal Cretaceous and uppermost Jurassic beds at the end of the last century and has been producing at rates up to 1,000 cubic feet per day since then. Despite various oil indications at outcrop, the existence of a thick sedimentary succession with favourable source and, to lesser extent, favourable reservoir beds, and suitable structures, no commercial production of oil has been obtained.

The general principles of the oil prospects in the south of England are given in Lees & Cox (1937) and Lees & Taitt (1946).

4. GEOGRAPHICAL AND GEOLOGICAL DISTRIBUTION OF OIL AND GAS FIELDS WITHIN EACH PROVINCE

(N.B. This information is necessary only for Province A: East Midlands. It is covered by text and figures of Chapters 3 and 5).

Fig.10.A.



N.B. THE STRATIGRAPHY IS SIMPLIFIED TO MAKE THE STRUCTURE CLEARER

COAL MEASURES.. MILLSTONE GRIT.. CARBONIFEROUS LIMESTONE...... CALCIFEROUS SANDSTONE SERIES.... DEVONIAN LAVAS.... STRONGLY FOLDED SILURIAN......

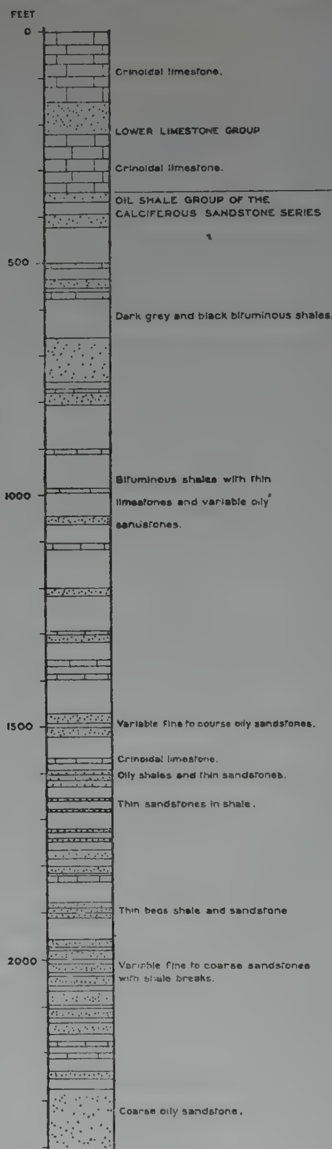
SECTION ACROSS MIDLOTHIAN COALFIELD — D'ARCY/COUSLAND AREA



NB TO EMPHASISE STRUCTURE THE LOWER LIMESTONE GROUP OF THE CARBONIFEROUS LIMESTONE SERIES IS, IN THIS MAP INCLUDED WITH THE CALCIFEROUS SANDSTONE SERIES.

REPORT ON UNITED KINGDOM

Fig.10.B.



SUCCESSION AS PENETRATED IN COUSLAND WELLS

REPORT ON UNITED KINGDOM

THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

5. STRATIGRAPHY AND STRUCTURE OF THE MORE IMPORTANT FIELDS

As already stated, the only fields of any economic importance are those of the East Midlands Province.

A. *East Midlands Province*

The main production of this area comes from the group of fields —Eakring-Duke's Wood, Kelham, Caunton and Egmanton shown on the underground contour map of Figure 11. This structure map on the top of the Millstone Grit is based partly on drilling and partly on seismic evidence. The structure in the Eakring-Caunton-Kelham areas is well known as the fields are fully drilled but the structure around the Egmanton field is very imperfectly known as few wells have yet been drilled.

Almost all the production obtained is from the sandstones of the Millstone Grit although a little has been obtained from the Carboniferous Limestone. The complete succession in the area is shown in Figure 4. Despite the fact that the sandstones are strongly lenticular and of variable permeabilities the oil accumulations are all in simple anticlinal traps.

The Eakring-Caunton-Kelham structural 'high' is the highest in the region and, as can be seen from Figure 11, it is far from being full to spill-point. The oil accumulations are limited to small separate culminations on the major structure. The situation at Egmanton which is structurally lower is not yet known although it is possible that the structure is full to spill-point.

There are no gas caps associated with the oil. The oil is in fact considerably undersaturated, with saturation pressures of the order of 300 to 400 p.s.i. and reservoir pressures of 1,000 to 1,500 p.s.i.

All the structures have multiple accumulations. The individual oil accumulations have separate oil/water levels and are completely separate. The characters of the formation waters are also different.

The sandstones, which vary rapidly in thickness from zero to 300 feet, can be correlated with fair precision over the whole area. The main producing sands can be correlated with outcrops and correspond, in descending order, with the Rough Rock, the Longshaw Grit and the Chatsworth Grit.



THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

Fig.12

GEOLOGICAL — SCHLUMBERGER LOG OF PRODUCTION HORIZONS

EGMANTON WELL Nº 1

ROTARY TABLE ELEVATION – 113 FEET

TIME CONSTANT - 2
SENSITIVITY - 10
LOGGING SPEED - 1000 Fph

MUD RESISTIVITY = 0·40 OHM M² AT B.H.T.
B.H.T. = 112°F.

FORMATION	DETAILS OF FORMATION	DEPTH IN FEET BELOW R.T.E.	REMARKS
COAL MEASURES	Dark grey shale.		
	Grey and dark grey shale.		
	F.g. sideritic s'st..		
	Dark grey silty shale.		
	Black f.g. sst.. Coal		
	Alternating brown-white oily f.g. sst. and dark grey shales.		Oil Bearing, Production not Tested.
	Dark grey shale.	3200	
3214'			
MILLSTONE GRIT	Alternating fine oily sst. and grey shales.		Oil Production.
	Grey and dark grey shale.		
	Medium grained oily sand.		Oil Production.
	Black shale.		
	Black shale.	3300	
	Brown f.g. sst..		
	Black shale.		
	White carbonaceous sandstone.		
	Black pyritic shale.		
	Variable grained white sand.	3400	
	Black shale.		
	Variable grained oily sst..		Appeared Oily, Produced Water.
	Med. and f.g. sst..		
	Black shale.	3500	
	White silt.		
	Black and some grey shale.		
	Dark grey-brown dolomite.	3600	
	Black calcareous shale.		
	Dark brown limestone.		
	Black calcareous shale.		
	Black calcareous silty shale.		
	Dark brown calcareous silt.	3700	
	Dark brown silty shale.		Limestone Non Productive.
	Black brown limestone.		
	Dark brown silty shale.		
	Black calcareous shale.		
3761'	Calcareous conglomerate.		
CARBONIFEROUS LIMESTONE	Black limestone with thin black calcareous shales.		

Log columns: GRAPHIC LOG; GAMMA LOG (ACTIVITY INCREASES →); S.P. LOG (10 mv); NORMALS (A 16" M N; A 64" M N; 100 Ω).

REPORT ON UNITED KINGDOM

The sandstones are in general poorly sorted and of arkosic nature with a preponderance of quartz grains, accompanied by some felspar. There is considerable cementation of the sands mainly by kaolinite, but occasionally by carbonates. Porosities to air usually fall in the range 10 to 15% and permeabilities in millidarcies from 1 to 100. In general the Rough Rock has low permeabilities; occasional streaks of the Chatsworth have permeabilities up to 1,000 millidarcies. A graphic log of a typical Millstone Grit succession at Egmanton accompanied by gamma and electric logs is shown on Figure 12.

The Plungar field exhibits many interesting problems in sand variations. The structure, which is a small one, is shown on Figure 13. Its form is very unusual for the structures in the Carboniferous of the Province. The complete succession in the area is shown on Figure 4. Within the lower two cyclothems of the Coal Measures and the Millstone Grit Series, which in this small area varies from 200 to 500 feet in thickness, there are some twelve sandstones. These sandstones are themselves separable into leaves recognisable over the whole field but the thickness and character of the sands vary enormously. The sandstones vary in thickness from 2 or 3 feet to 30 feet and permeabilities from less than 0.1 millidarcies to, in rare cases, up to 1,000 millidarcies; in general, permeabilities are in the range 5 to 50 millidarcies. Despite the close proximities of the various sands and the probability of faulting (vide the shape of the underground contour map), the sands not only have different oil/water levels but contain oils of different character and specific gravities. The specific gravities range from 0.85 to 0.9 and gas saturations vary, although the oils are all very undersaturated with gas.

Some production has been obtained from the Carboniferous Limestone at Plungar, but the oil column appears to be of the order of 10 to 20 feet and of small lateral extent.

One of the great problems of Plungar is that owing to sand variations one well may be productive but a ring of wells spaced on a 1000-foot grid around the producer may find completely nonproductive sand conditions. An example of one of the more productive sand developments at Plungar is shown in the logs of Figure 14.

An interesting feature of the Plungar oil is that the 1000 feet of overlying Coal Measures may contain up to 50% of intrusive and extrusive igneous rock (vide Figure 4).

Fig 13.

STRUCTURE CONTOUR MAP
PLUNGAR OILFIELD

CONTOURS ON TOP OF MILLSTONE GRIT IN FEET BELOW SEA LEVEL



REPORT ON UNITED KINGDOM

Fig. 14

GEOLOGICAL — SCHLUMBERGER LOG OF PRODUCTION HORIZONS

PLUNGAR WELL No 13

ROTARY TABLE ELEVATION – 214 FEET

TIME CONSTANT = 2
SENSITIVITY = 10
LOGGING SPEED = 1000 ft/h

MUD RESISTIVITY = 3·2 OHM M² AT B.H.T.
B.H.T. = 90°F.

FORMATION	DETAILS OF FORMATION	DEPTH IN FEET BELOW RTE	GAMMA LOG (ACTIVITY INCREASES →)	S.P. LOG 10 mv.	NORMALS A 16' M N / A 64' M N	REMARKS
	Light green to white igneous rock.					
COAL MEASURES	Fawn shale.					
	Coal					
	Brown silt.					
	Brown fine oily sst..					
	Black shale.					
	Coal	2700				
	Buff ganister.					
	Black shale.					
	Coal					
	Black silty shale.					Formation Oil Bearing but Failed to Produce.
	Med. gr. sst. to grit.					
	Coal					
	Dark grey shale silty in part.					
	Black shale.					
2764'	Black marine shale.					
MILLSTONE GRIT	Dark grey silty shale with silt lenses.					
	Dark grey silty shale.					
	Buff fireclay and ganister.					
	Coal					
	Grey carboniferous silty shale.					
	Med. gr. brown oily sst..	2800				Formation Produced Oil.
	Black shale and silty shale.					
	Dark grey silty shale with thin ssts.					
	Brown v.f.g. compact sst..					
	Dark grey silty shale.					
	Coal					
	Dark grey shale.					
	Grey carbonaceous siltstone with thin sands.					
	Coarse sst..					Formation Produced Water.
	Siliceous sand and chert.					
	Dark grey shale with thin silts	2800				
	Dark grey calcareous silt.					
	Black impure shelly limestone.					
	Black calcareous shale.					
	Brown fine and med. oily sand.					
	Dark grey and grey shale.					Formation Produced Oil.
	Med. gr. brown oily sand.					
	Black shale.					
	Fine oily sand.					
	Grey shale.					
	Brown silty sand.					
	Off white sand.					
	Black shale.	3000				
	Dark grey pyritic shale.					
	Off white coarse sst.					Formation Appeared Oily but Produced Water.
3048'						
[illegible] LIMESTONE	Cream white limestone.					
	Final Depth [illegible]					

REPORT ON UNITED KINGDOM
THE BRITISH PETROLEUM CO LTD. 1956

B. *Lancashire Province*

The Formby oilfield is of minute proportion but of interest, because it appears to be producing from an active seepage in a zone of considerable faulting, where a surface deposit of boulder clay is arresting sufficient of the oil migration to allow commercial production. The details of the oil traps are shown on Figure 6A. The oil is produced from Keuper sandstone but it originates in the underlying Carboniferous (see Chapter 3B).

6. HISTORY AND METHOD OF DISCOVERY OF THE MAIN FIELDS

Oil exploration in Great Britain has taken place in two periods. The first, from 1919 to 1922, which was carried out by the Ministry of Munitions, has been described by Giffard (1923), and by Ickes (1924). Eleven wells were drilled on anticlines in the Carboniferous, in each case with the Carboniferous Limestone as the objective. All these locations were decided upon the basis of outcrop and mining evidence. Oil was found as predicted in the first well, Hardstoft, in commercial quantities (1919) and production continued until the second World War. The well still shows traces of oil to-day.

The last well to be drilled in this period was at D'Arcy Farm, Midlothian, Scotland. The name has no connection with the D'Arcy Exploration Co., D'Arcy is on the culmination of an exposed anticline of Lower Carboniferous, and a little oil was found in a sandstone at 1,810 feet. Seven tons were produced. The well was abandoned, but in the second period of oil exploration the Licence Area was taken up by the Anglo-American Oil Co. A.A.O.C.'s first well, drilled in 1937, was sited about 400 feet from the old well, and proved commercial oil production from the same horizon. This production still continues, the field, which is very small, being called Midlothian.

The second period of oil exploration extends from 1936 to the present day. The essential preliminary to this current exploration was the Petroleum Prospecting Act of 1934, which vested in the Crown all mineral oil not discovered at that date, and made it possible for a company to acquire licences to prospect for oil and gas over large areas. Most of the resultant exploration has been carried out by the D'Arcy Exploration Company (a subsidiary of the British Petroleum Co. Ltd.). Others who have taken part are the Anglo-American Oil

Co. (Esso), the Gulf Oil Company, Steel Brothers, Imperial Chemical Industries, and the Gas Council. This last is part of the nationalised gas industry, and like Imperial Chemical Industries is concerned with gas rather than with oil.

Oil seepages in Great Britain have been reviewed by (amongst others) Strahan (1920) and by Lees and Cox (1937). Oil seepages are commonest in the Carboniferous of England and Scotland, and in the Jurassic of Southern England. Up to the present, almost all the British oil production has been found in Carboniferous rocks, the sole exception being the small field at Formby, in Lancashire, where oil is produced from the Trias two or three hundred feet directly below an important surface seepage. No commercial oil production has yet been established in Jurassic or younger rocks.

Natural gas, other than gas in coal mines, has never been commercially exploited in Britain, except at Heathfield in Sussex. Gas was found at Heathfield in 1895, when a well was drilled for water. Heathfield lies on a surface anticline in Lower Cretaceous rocks, and the gas occurs in the Upper Jurassic at depths from 300 to 800 feet. Several wells were drilled here for gas in 1902, but the production has been used only to light the Railway Station. Interest continues, however, and a gas well was drilled at Heathfield in 1955. It is not on production. Two gas fields have been found in the course of the oil exploration; at Cousland in Scotland and at Eskdale in Yorkshire. They have not yet been exploited.

The Cousland gas field, which is a few miles north of D'Arcy on the same anticlinal trend, was discovered in 1938 by the D'Arcy Exploration Co., when prospecting for oil in similar circumstances to the Midlothian well.

The East Midlands oilfields differ from the earlier-discovered fields in that the Carboniferous rocks are concealed beneath almost horizontal Mesozoic rocks. All these fields are anticlinal, but the structures cannot be deduced from surface evidence.

The first of these fields to be discovered was Eakring, in 1939. This anticline was deduced from mining and borehole evidence, without the aid of geophysics. A subsequent refraction survey confirmed the conclusions. Oil was expected in the Lower Carboniferous, but was found in the base of the Upper Carboniferous (Namurian). Extensive refraction surveys were then undertaken in the region east and south-

east of Eakring, where there is no mining evidence. As a result, other anticlines where disclosed in this vicinity. Oil was found at Duke's Wood (on the same general uplift as Eakring) in 1941. Eakring and Duke's Wood are continuous oilfields at the horizon of the highest oilsand, and the wells are numbered in the same series. Other fields found on refraction 'highs' were Kelham Hills (1941), Caunton (1943), and Nocton (1943). This last went off production early in 1944, but the other fields are still producing.

No new fields were found until 1953, when Plungar was discovered as a result of a re-interpretation of an earlier refraction survey. In 1955, the Egmanton field was found on a reflection high, the first field in Britain to be discovered in this way.

7. DEVELOPMENT AND EXPLORATION CONDITIONS IN THE MAIN FIELDS

From the viewpoint of exploration there are two main types of prospect in the East Midlands. In the exposed coalfield, vide Figures 2 and 3, the structures are obvious at surface and the detailed maps of H. M. Geological Surveys plus the knowledge of the structure derived from the extensive coal mining are usually adequate for siting test wells. In the more easterly region where there is no information from mining, structures in the Carboniferous can only be detected by seismic work; both refraction and reflection techniques have been used with success but the most useful method appears to be reflection. Seismic work and exploration drilling are both hampered by the presence of mining activities, by intensive agriculture, and by the relative density of habitation.

Development is affected by the existing land utilisation. The whole of the area is of relatively low relief and has excellent communications by road and rail. The Province is densely populated, and mining in the west, and agriculture in the east, make land values high.

Drilling conditions are relatively easy and access simple. Water is usually available from mains or from streams, canals, etc. There are no formations that require unusual drilling techniques. Depths are usually shallow and pressures low.

8. EXPLORATION DRILLING, DEVELOPMENT DRILLING AND PRODUCTION STATISTICS FOR UNITED KINGDOM DURING THE LAST 10 YEARS

EXPLORATION DRILLING

Year	Wells Completed	Footage Drilled	Oilfields Discovered	Oil Pools Discovered	Gas Fields Discovered	Gas Pools Discovered
1946	5	8,950	—	1	—	—
1947	7	15,323	—	—	—	—
1948	11	22,421	—	—	—	—
1949	2	7,595	—	—	—	—
1950	1	815	—	—	—	—
1951	1	4,356	—	—	—	—
1952	2	9,982	—	—	—	—
1953	7*	25,369*	1	—	—	—
1954	18⊗	24,570⊗	—	2	—	1
1955	15	31,275	1	2	—	—
TOTALS (10 yrs.)	69	150,656	2	5	—	1

* Includes Croxteth No. 1 (Steel Bros.) and Eskdale No. 9 (I.C.I.)
⊗ Includes Eskdale Nos. 8 and 10 (I.C.I.)

DEVELOPMENT DRILLING

Year	Wells Completed	Footage Drilled
1946	6 *	10,188 *
1947	8	16,886
1948	6	12,554
1949	6	14,776
1950	1	2,774
1951	2	5,138
1952	6	2,571
1953	2	3,647
1954	8	23,372
1955	11	36,060
TOTALS (10 yrs.)	56	127,966

* Includes Midlothian No. 1 (A.A.O.C.)

DETAILS OF EXPLORATION DRILLING FOR THE LAST THREE YEARS

Year	Wells	Depth From	Depth To	Footage	Total Wells Completed	Total Footage
1953	Arreton 1	2281	5161	2880		
	⊗ Harlequin 1	2356	2600	244		
	Screveton 1	—	3621	3621		
	West Drayton 2	—	2600	2600 D.		
	Plungar 1	—	3098	3098		
	Formby G. 57	—	1141	1141		
	Formby G. 58	—	1042	1042 D.	5	14,626
	° Croxteth 1	—	3754	3754		
	♣ * Eskdale 9	—	2570	2570		
	* Eskdale 10	—	4419	4419 D.	2	10,743
1954	West Drayton 2	2600	3829	1229		
	Formby G. 58	1042	1071	29		
	Formby G. 59	—	352	352		
	Ashdown G. 1-G. 5	(Total)		948		
	Ashdown 1	—	4464	4464 D.		
	Cousland 5	—	1918	1918		
	Barton Moss G. 2	—	605	605		
	Granby 1	—	3081	3081		
	Chaldon Herring G1 & G2	(Total)		718		
	Harlequin 2	—	2610	2610		
	Bottesford 4	—	3266	3266		
	Hathern 1	—	2082	2082		
	Faringdon 1	—	2481	2481 D.	16	23,783
	* Eskdale 10	4419	4817	398		
	* Eskdale 8	4403	4792	389	2	787
1955	Ashdown 1	4464	4538	74		
	Faringdon 1	2481	3131	650		
	Chaldon Herring 1	—	1885	1885		
	Ruskington 1	—	3289	3289		
	Chaldon Herring G. 3	—	2244	2244		
	Lees Wood G. 1	—	1093	1093		
	Egmanton 1	—	3954	3954		
	N. Fordon G1-G3	(Total)		2873		
	Granby 2	—	2983	2983		
	Ashdown 2	—	5709	5709		
	Brightling 1	—	2367	2367		
	Nocton 6	—	3250	3250		
	Heathfield 7	—	904	904	15	31,275

⊗ Taken over from National Coal Board at 2,356 feet.
♣ Commenced drilling 31.10.52, but the 1622 feet drilled in 1952 have not been included in that year's figures.
* = Imperial Chemical Industries.
° = Steel Brothers.
D = drilling at the end of the year.
G = Geological information wells.

OIL PRODUCTION (Long Tons)

Year	D'Arcy Exploration Co. Ltd.	Other Companies
1946	55,240	176
1947	47,092	189
1948	43,325	172
1949	45,330	172
1950	45,468	152
1951	65,079	—
1952	55,357	—
1953	54,636	—
1954	59,000	171
1955	53,482	—

DETAILS OF DEVELOPMENT DRILLING FOR THE LAST THREE YEARS

Year	Field	Wells Completed	Footage	Total Wells	Annual Footage
1953	Eakring	1	828		
	Kelham	—	270		
	Caunton	—	304		
	,,	1	2,245	2	3,647
	Formby	—	—		
1954	Eakring	1	2,210		
	Kelham	—	—		
	Caunton	1	2,346		
	,,	—	18		
	Formby	—	—		
	Plungar	6	18,798	8	23,372
1955	Eakring	—	—		
	Kelham	—	46		
	Caunton	—	—		
	Formby	—	—		
	Plungar	8	25,348		
	Egmanton	3	10,666	11	36,060

9. PETROLEUM EXPLORATION VOLUME IN THE UNITED KINGDOM

The formation of a company to exploit the accidental discovery of gas et Heathfield in Sussex in 1895 (vide Woodward, 1902), is of historical interest. This company drilled a few shallow wells without commercial success. The first phase of oil exploration was sponsored by the Ministry of Munitions in 1919 as described in Giffard (1923); this led to the discovery of Hardstoft and included the drilling of 11 wells to depths of 3000 to 4000 feet.

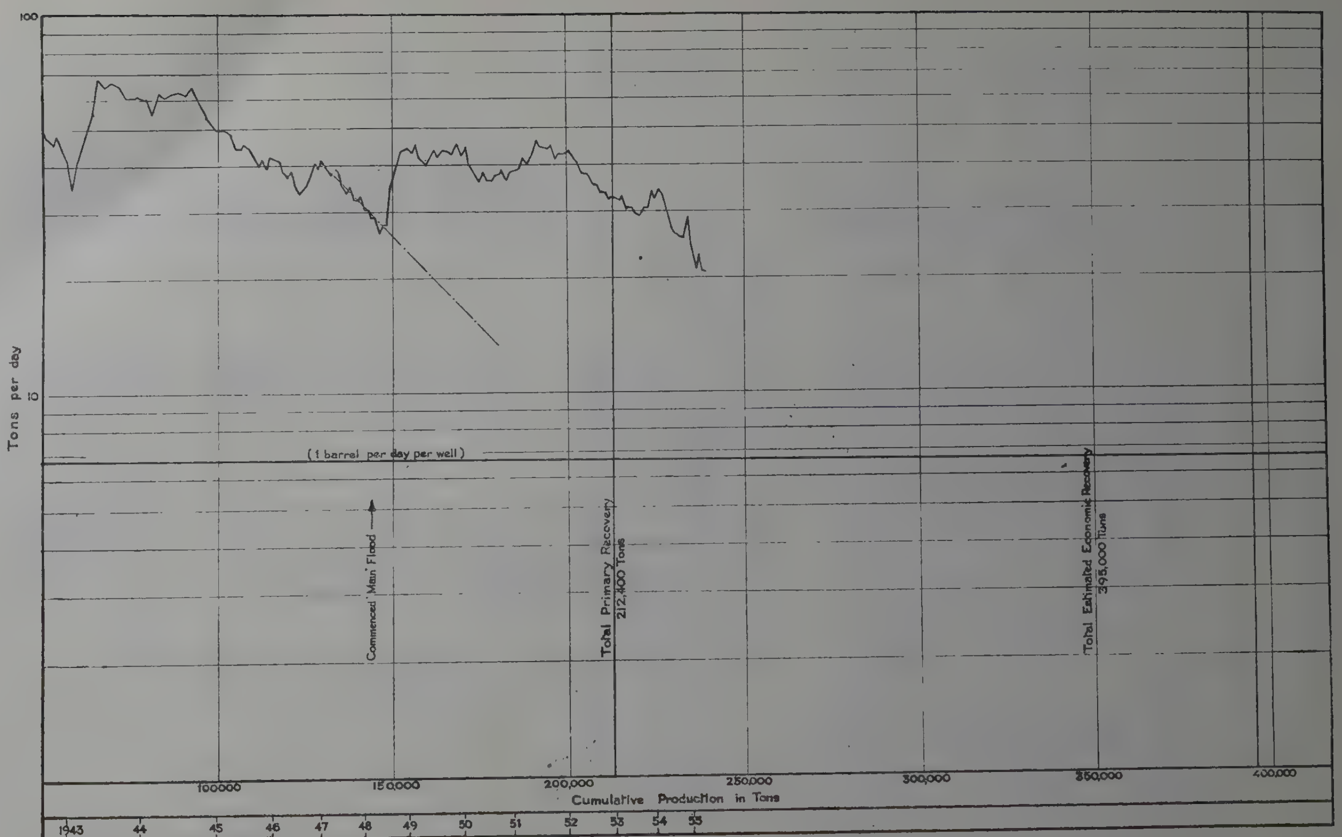
The second and current phase has been described in Chapter 6, most of the work having been done by D'Arcy Exploration Co. Ltd. The volume of exploration work by D'Arcy may be assessed from the drilling statistics of Chapter 8 and from the following table of geophysical work:

U.K. GEOPHYSICAL ACTIVITY

(Party-months)

Year	Refraction	Reflection	Gravity	Magnetic	Telluric Electrical
1937	—	—	—	—	—
1938	5	8	—	—	—
1939	—	—	—	—	—
1940	—	—	—	—	—
1941	—	—	—	—	—
1942	12	—	—	—	—
1943	12	8	—	—	—
1944	12	—	—	1	—
1945	12	—	5	5	—
1946	12	—	12	12	3
1947	12	—	12	11	3
1948	12	—	12	12	—
1949	10½	1½	9	4	—
1950	2	6	—	—	—
1951	—	—	—	—	—
1952	3½	1½	1½	—	—
1953	—	12	3	—	—
1954	—	24	2	—	—
1955	—	14	6	—	—

Fig.15

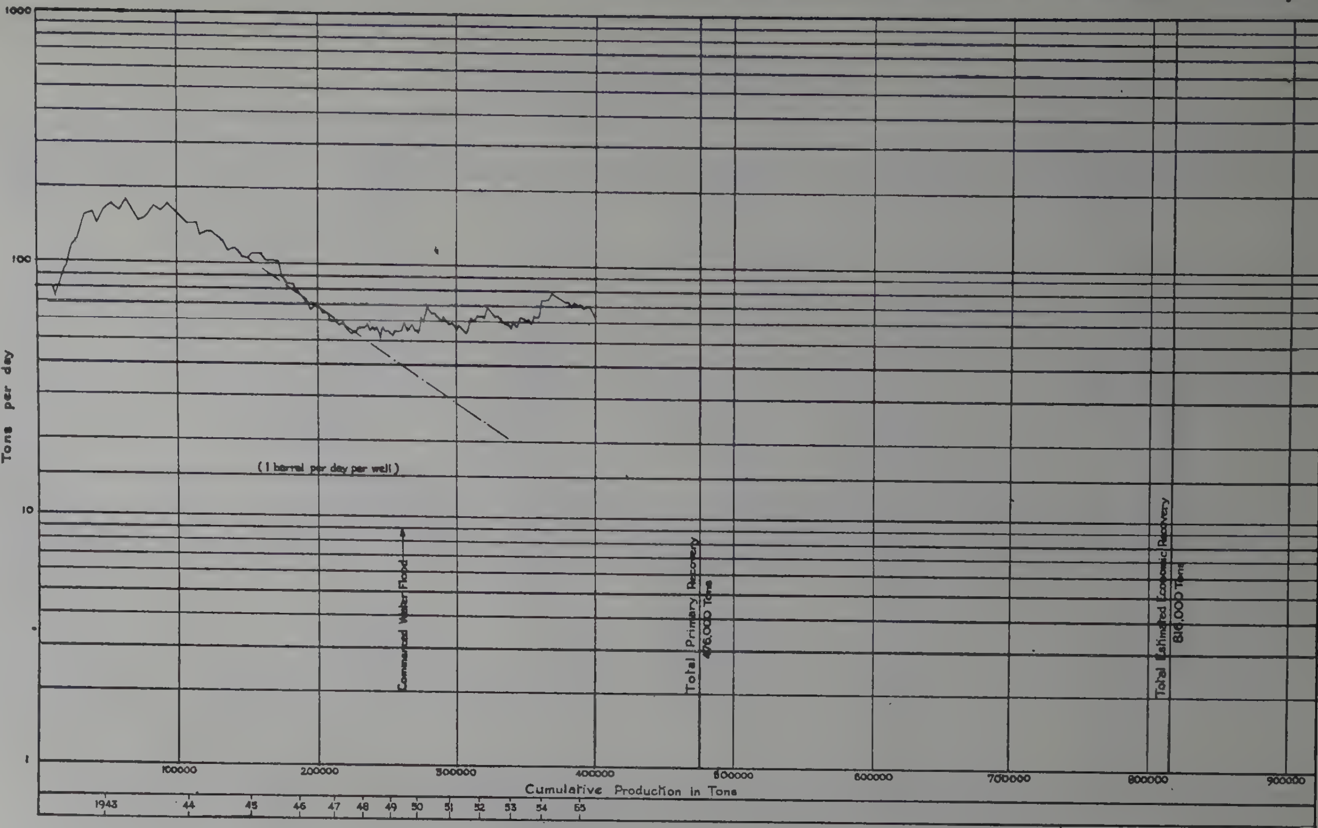


PRODUCTION DECLINE AND RESERVES

EAKRING

REPORT ON UNITED KINGDOM
THE BRITISH PETROLEUM CO LTD.1956

Fig. 16.



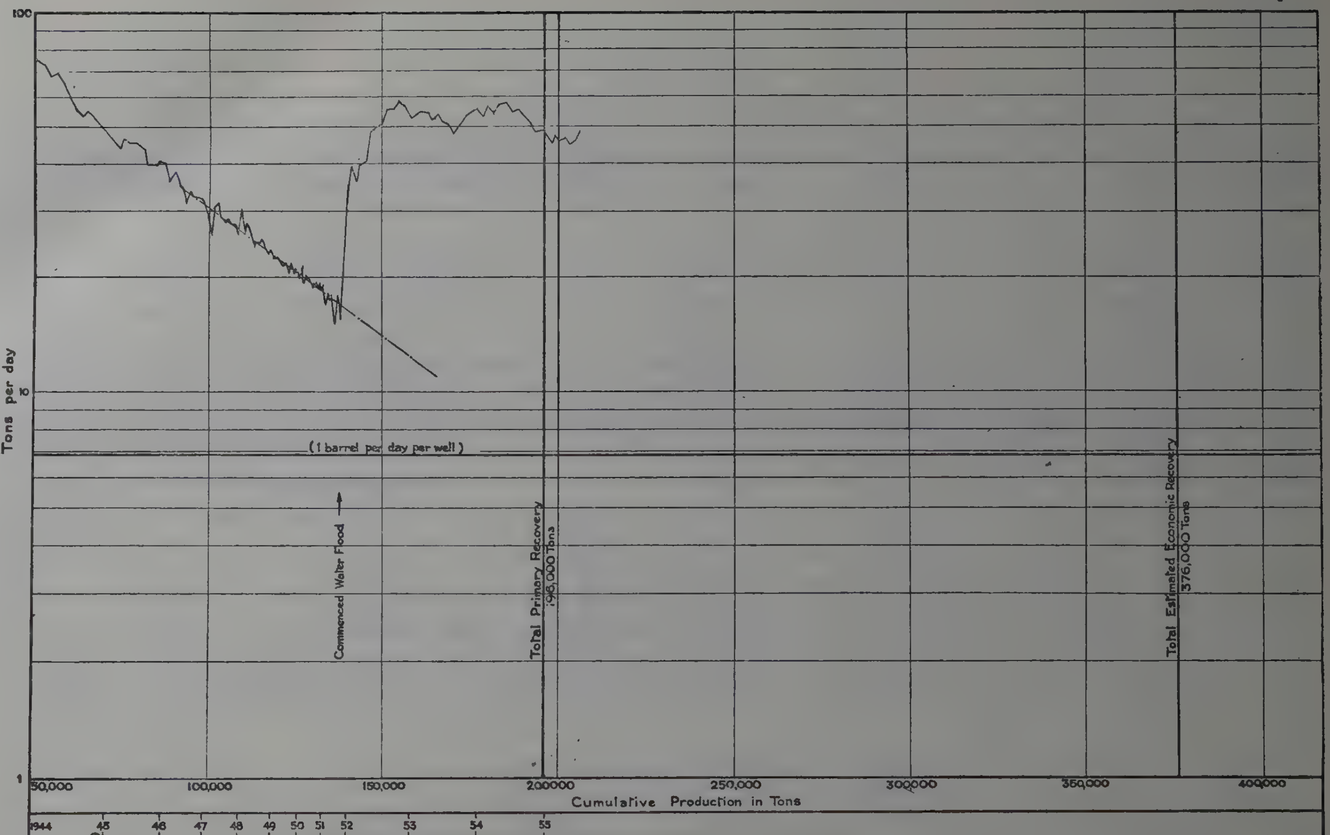
PRODUCTION DECLINE AND RESERVES

DUKE'S WOOD

REPORT ON UNITED KINGDOM

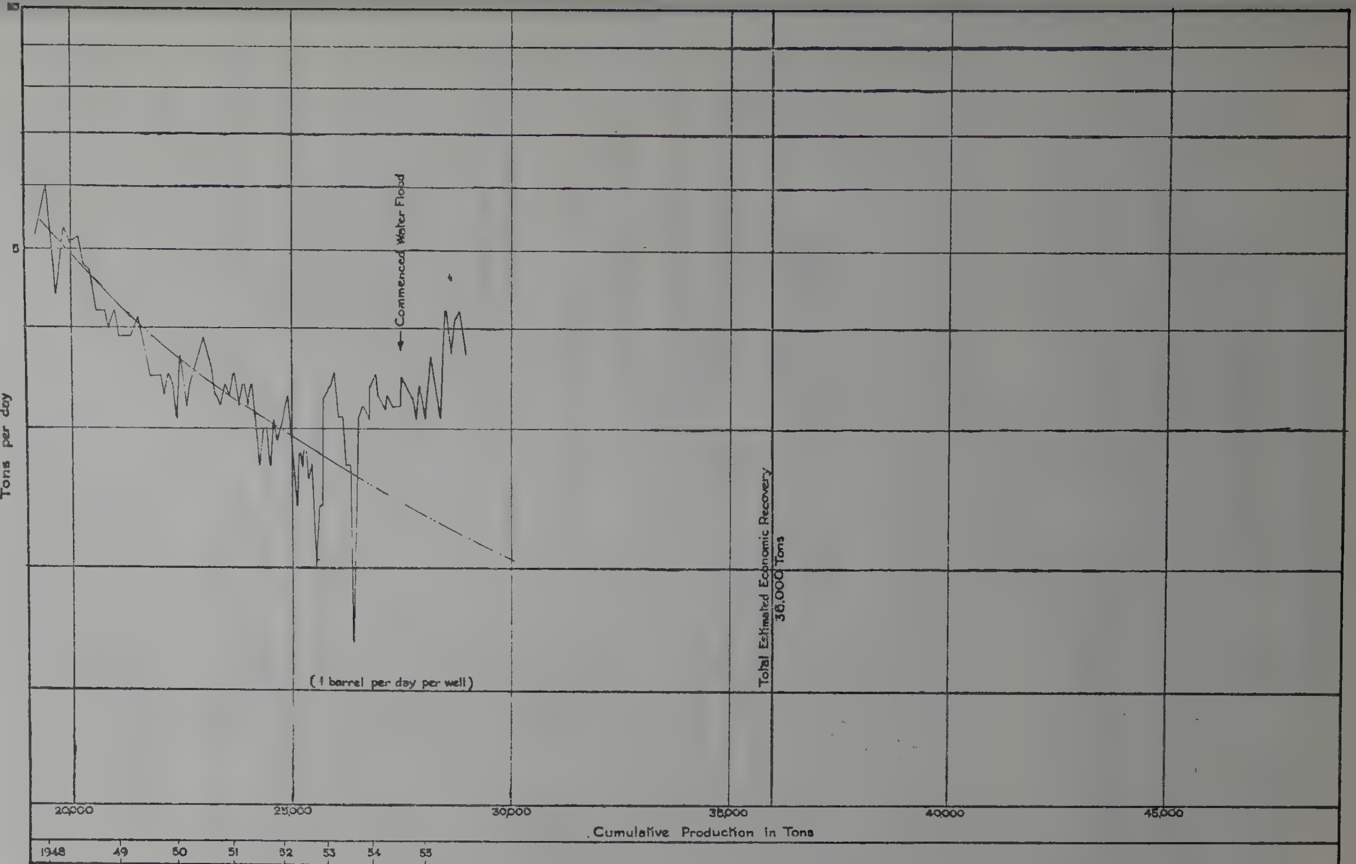
THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956

Fig. 17.



PRODUCTION DECLINE AND RESERVES

KELHAM HILLS



PRODUCTION DECLINE AND RESERVES

CAUNTON

REPORT ON UNITED KINGDOM

THE BRITISH PETROLEUM CO. LTD. 1956.

10. OIL AND GAS RESERVES

The only fields for which there are reliable figures for reserves are Eakring, Duke's Wood, Caunton and Kelham. Production decline curves and estimates of the total recoverable reserves are shown on Figures 15, 16, 17 and 18.

11. BIBLIOGRAPHY

ARKELL, W. J. *The Jurassic System in Great Britain.* 1933. (Clarendon Press).

BISAT, W. S. *The Carboniferous Goniatites of the North of England and their zones.* 1924. (Proc. Yorks. Geol. Soc. *XX*, P. 46).

COPE, F. W. *Oil Occurrences in S. W. Lancashire.* 1939. (Bull. Geol. Survey Gt. Brit. No. 2, P. 18).

EDWARDS, W. *The Concealed Coalfield of Yorkshire and Nottinghamshire* (3rd edition) 1951. (Mem. Geol. Survey of England and Wales).

GIFFARD, H. P. W. *The Recent Search for Oil in Great Britain.* 1923. (Trans. Inst. Mining Eng. LXV, P. 221).

ICKES, E. L. *Recent Exploration for Petroleum in the United Kingdom.* (Trans. Amer. Inst. Min. and Met. Eng. *70*, P. 1061. 1924).

JONGMANS, W. J. *Congrès pour l'avancement des études de Stratigraphie Carbonifère.* Heerlen 1927. Compte Rendu. (Liège).

KENT, P. E. *Oil in Great Britain.* (The Science of Petroleum, Vol. VI, Pt. 1. Oxford University Press, 1953).

— *Oil Occurrence in Coal Measures of England.* (Bull. Amer. Assoc. Pet. Geol. *38*, (1954), P. 1699).

LEES, G. M. and COX, P. T. *The Geological Basis of the Present Search for Oil in Great Britain by the D'Arcy Exploration Co. Ltd.* (Quart. Jour. Geol. Soc. London *93*, Pt. 2, P. 156 et seq., 1937).

LEES, G. M. and TAITT, A. H. *The Geological Results of the Search for Oil in Great Britain.* (Quart. Journ. Geol. Soc. London, *101*, p. 255, Feb. 1946).

LOVELY, H. R. *Geological Occurrence of Oil in United Kingdom with Reference to Present Exploration.* (Bull. Am. Ass. Pet. Geol. *30*, pp. 1444-1516, (1946).

SHERLOCK, R. L. *The Permo-Triassic Formations.* (London) 1947.

STRAHAN, A. *Special Report on Mineral Resources of Britain.* Vol. VII: Mineral Oil etc.—(2nd Edition) (Mem. Geol. Survey, 1920).

TRUEMAN, A. E. *Stratigraphical problems in the Coalfields of Great Britain* Presidential Address) (Quart. Jour. Geol. Soc., London Vol. CIII, pp. LXV-CIV).

WADE, A. *The Oil Well and Later Developments at Hardstoft, Derbyshire.* (Jour. Inst. Pet. Technologists p. 357, 1928).

WRAY, D. A. *The Pennines and Adjacent Areas* (second edition) (British Regional Geology, Geol. Survey, 1948).

WOODWARD, H. B. *On the Natural Gas at Heathfield, Sussex.* (Sum. of Progress H. M. Geol. Survey, 1902).

WRAY, D. A. and COPE, F. W. *Geology of Southport and Formby.* (Mem. Geol. Survey. Gt. Britain, H. M. S. O., 1948).

WRIGHT, W. B., SHERLOCK, R. L., WRAY, D. A., LLOYD W. and TONKS, L. H. *The Geology of the Rossendale Anticline.* (Mem. Geol. Survey, 1927).

N.B. Reference to all the sources used in this compilation is impossible owing to the vast literature of British Geology. Particular acknowledgment however should be made to the maps and memoirs of H. M. Geological Survey (published by H. M. Stationery Office).

IRELAND

(IRLANDA)

REPORT ON IRELAND

By Murrogh O'Brien
Director, Geological Survey of Ireland.

SUMMARY

There has been no production of oil or gas in Ireland, nor have any discoveries been made. While the country has been mapped in detail by the Geological Survey of Ireland and by academic geologists, most of this work antedated the development of modern ideas on the localisation of oil fields. There has been no search for oil or gas by any geophysical method or by drilling. Factors hitherto discouraging exploration are in many cases still valid, but increasing knowledge of the Carboniferous (= Mississippian plus Pennsylvanian) sediments may suggest targets worthy of exploration when considered in conjunction with knowledge of th ever widening geological variety of producing oil fields.

OUTLINE OF GEOLOGY OF IRELAND

Crystalline rocks, wholly or mainly Pre-Cambrian in age, consisting of varied schists, quartzites and gneisses, traversed by granites, occupy much of the N.W. seaboard.

Lower Palaeozoic rocks occupy three main areas:

a) S.E. corner (Dublin-Waterford) where sediments ranging from probable Cambrian up through the Ordovician, with many volcanics in the latter, have been subjected to strong pre-Devonian folding with a major intrusion of pre-Devonian granite accompanied by aureole metamorphism. These sharply-folded rocks are generally compressed and cleaved.

b) Ordovician and Silurian sediments, with restricted volcanics in the former, in the N.E. midlands and appearing from under Carboniferous cover at intervals to the W. coast. These for the most part are strongly folded, with the dominant fine-grained rocks cleaved and the subordinate arenaceous beds well cemented.

c) Silurian slates appearing in the cores of eroded anticlines of the post-Carboniferous folds of the S. midlands and the S.W. steep folding and cleavage of dominant fine-grained rocks is characteristic.

Devonian rocks overlie the Lower Palaeozoics with strong unconformity and occupy much of the S.W. where post-Carboniferous earth movements have brought them into broad E.-W. folds with well developed cleavage. Over 10,000 ft. of terrestrial conglomerates, sandstones and shales or slates contain very rare volcanics. Similar rocks, thinner and less folded appear from beneath Carboniferous cover in occasional anticlines in the midlands.

Carboniferous sediments are preserved over 14,000 square miles. The basal thin sandstones and shales are conformable on Devonian or strongly unconformable on earlier rocks. They are followed by a series of marine limestones, ranging up to 4,000 ft. thickness, mainly of bedded limestones (either very pure or in part shaly and cherty) but including some reef limestones, shales, sandstones and rare volcanics. A shore line facies is developed in the N.W., while in the S.W. argillaceous sediments, now generally cleaved, are conspicuously developed.

Upper Carboniferous alternations of shales and sandstones overlie, with only local and slight unconformity, the limestone group, and have a maximum thickness of some 2,000 ft. The two largest preserved areas, W. Limerick with adjoining districts (1,600 sq. miles) and Kilkenny with adjoining districts (400 sq. miles) are in the southern half of the country and are characterised by the highly anthracitic character of the contained thin coal seams, which mostly have only 5-10% volatiles in dry ash free coal. Smaller areas (totalling some 300 sq. miles) occur further north and are characterised by thin coals with volatile contents usually around 20-25% and rarely up to 40%. All the Carboniferous strata in the S.W. are strongly folded on E.W. axes. Fold flanks may be vertical in the extreme S.W. are around 30°-10° in most of the anthracite bearing areas but only a few degrees at the northmost anthracite outcrops. Further north the Carboniferous strata are gently undulating with only local steeper structures and some faulting.

A 10 sq. mile downfaulted area near Kingscourt, Co. Cavan contains 2,000 ft. of Permo-Trias clays and sandstones with gypsum beds, lying unconformably on the Upper Carboniferous. In the N.E. of

Ireland Triassic beds are succeeded by a thin development of Jurassic and Cretaceous strata, capped by Tertiary basalt flows and clays, but none of these are represented in the Republic of Ireland.

Pleistocene glaciation modified the earlier surfaces and has in part masked them with a layer of till, often 30 ft. or more in thickness. Recent peat formation further obscures the bedrock geology, as do some areas of alluvium and blown sand.

TURKEY

(TURQUÍA)

EVIDENCES OF OIL AND GAS ASSOCIATED WITH IGNEOUS ROCKS IN TURKEY

By Cevat E. Tasman

The association of petroleum with igneous rocks is known in many parts of the world. In fact the theme was subject of a symposium in one of the bulletins of the American Association of Petroleum Geologists.

It seem appropriate that the situation in Turkey, youngest entrant into the family of oil producers, be taken in hand here in Mexico which offers not only numerous examples of the association of oil with igneous rocks but has given an early example of the occurrence of an oil field in the body of an igneous rock.

Mexico, however, is not the only country where such association exists. The oil fields in the coastal plain of Texas, oil in crystalline and metamorphic rocks of Colorado and California, seepages in pre-Cambrian in Canada, seepages and oil fields of Cuba, to mention only the few, are other significant examples of occurrences of oil in this catagory.

A list of the oil and gas occurrences in or near an igneous body known in Turkey together with their respective location are given in the chart and the sketch map submitted herewith. Their description follows in the order indicated.

1. CHIRALI:

Along the coast of the Gulf of Antalya, at Chirali, 40 kilometers south of Antalya, gas issues from the contact of Cretaceous limestone and serpentine. The flame shooting up is almost a meter high and has been known to be burning for centuries. The temple built to honor this miracle is 2500 years old. The analysis of this gas shows 83% methane and 14.5% ethane. Attempts to put out this fire have been


EDIRNE
BLACK
SEA
ISTAMBUL
ZONGULI
SINOP
SAMSUN
AMASYA
TRABZON
RIZE
U.S.S.R.
BURSA
ESKISEHIR
ANKARA
SIVAS
10
ERZURUM
11.
12.
13.
14.
15
IRAN
IZMIR
ELAZIG
MUS
VAN
BITLIS
MALATYA
SIIRT
DIYARBAKIR
2
5.
4.
MARDIN
ANTALYA
SEYHAN
GANTEP
URFA
IRAQ
1.
3
9.
6.
7
8
ANTAKIA
SYRIA
MEDITERRANEAN

Figure 1.

unsuccessful due to the surrounding rocks being hot enough to ignite the gas immediately after it is extinguished.

2. EGRIDIR:

Twenty-five kilometers southeast of the Egridir Lake in Central Anatolia light oil seeps from the midst of an extensive serpentine area called Kizildag (Red Mountain). The reddish hue of the mountain is due to the coating of red iron oxide on weathering. Seeps appear to align roughly along an east-west line. The oil is yellowish in color and appears to have lost its lighter fractions. It has an average specific gravity of 0.897 and contains fractions distilling above 225 C. It is believed that the occurrence is the result of the distillation of the Triassic bituminous shales in the area by the intrusion of late Cretaceous serpentine.

	Locality	Description
1	Chirali	Gas issues from serpentine —limestone contract.
2	Egridir	Oil seeps from serpentine.
3	Boyalik	Serpentine fragments contain oil.
4	Findikpinar	Oil seepage in Carboniferous limestone in close proximity to serpentine intrusion.
5	Düzagaç	Joints and vugs in shale close to serpentine contain oil.
6	Chengen	Oil seepage in Miocene sands close to serpentine mass.
7	Ekber (Yanartash)	Gas issues from serpentine.
8	Chengen Well No. 4	Oil in quantity encountered at the limestone —serpentine contact.
9	Kilis	Semi-viscuous oil in the pores of basalt extrusion.
10	Jimagil	Oil evidence near a serpentine plug and mud volcanoes.
11	Hasankale	Oil seepage in Miocene close to basic igneous plug.
12	Katranli	Oil seepage near igneous flows.
13	Divanihüseyin Neftik	Oil seepage near diabase and basalt dike.
14	Chakirbey	Oil oozes from the pores of basic igneous rock.
15	Kurzot	Prolific oil seepage from contact of Cretaceous shales and serpentine.

3. BOYALIK:

South of the main Taurus ranges and west of the small town of Ermenek and near the village of Boyalik serpentines are observed intruding into the Paleozoic limestones of Permo-carboniferous age. At the contact the serpentine fragments have coalesced by semi-viscuous oil acting as binder. The oil oozes from the cracks of the serpentine and the limestone which practically has no porosity merely has an oil smell. It is believed in this case that oil has actually been generated by the intrusion into the hydrocarbon-containing limestone.

4. FINDIKPINARI:

The summer resort of Findikpinari is situated about 40 kilometers north of Mersin. Here the joints and cracks in the Permo-carboniferous limestone show evidences of light oil. The serpentine near-by which is late Cretaceous has metamorphosed the Cretaceous radiolarite beds and distilled the oil from the Paleozoic limestone.

5. DÜZAGAÇ:

The Paleozoic shales of Düzagaç series north of Kozan in the region of Adana contain light paraffinic oil in its joints and vugs. The spot is within 200 meters of a serpentine intrusion. The shales are decidedly bituminous in character and the intrusion of the younger igneous rock has distilled the oil and lodged it where space was available.

6. CHENGEN:

Twenty kilometers southeast of Iskenderun port, on the Mediterranean, near the village of Chengen oil oozes from the Miocene sands —near the crest of a sharp anticline and along a fault. The occurrence is within few hundred feet of the serpentine— Miocene contact. The early wells drilled in the immediate vicinity have also shown oil and gas.

7. EKBER:

The village of Ekber is about 26 kilometers from the port of Iskenderun and is situated at the foothills of a serpentine mountain.

Three kilometers east from the village and in the heart of the serpentine burning gas issues from numerous cracks in the rock and offers a weird spectacle at night.

8. CHENGEN WELL Nº 4:

About 7 kilometers south of the seepage referred to under (6) Chengen Well No. 4, drilled near the village of Ekber in 1952 entered serpentine at 726 meters (2381 feet). The contact between the serpentine (upper Cretaceous) and the overlying Miocene limestone showed sufficient evidence of oil to justify running a formation tester. Though some oil was obtained it was not considered commercial. The limestone showed impregnations of oil from 676 meters down. The well was deepened to 735.5 meters (2412 feet). The best shows were observed in the upper half of the serpentine section penetrated. Thoug the explanation that the oil comes from underneath the serpentine is given by some observers it is believed that the Burdigalian limestone is the source rock and the presence of oil in the serpentine is due to lateral migration into the porous igneous body.

9. KILIS:

Ten kilometers north of Kilis on the Syrian border, between the Antep highway and Adjar village semi-viscuous oil and dry bitumen have been observed in the pores of basalt flows covering the area. Such a specimen on analysis showed a bitumen content of 1.8 per cent. The marls of the region of Kilis are generally bituminous. Those at Kochagiz and Shilgin give on analysis as high as 9% bitumen. It is believed that hot lava flows distilled these shales and ensuing bitumen was lodged in the vesicles of the flow.

10. JIMAGIL:

The village of Jimagil is about 40 kilometers east of Bayburt, a subprovince in eastern Turkey between Erzurum and the port of Trabzon on the Black Sea. In the shallow well with evidences of oil, few kilometers to the south of Jimagil and near the village of Zirnik, gypsiferous limestones of Miocene age have a distinct petroleum odor and the vugs of some specimens are filled with light oil. The occurrence is near a serpentine plug. Between the villages of Jimagil and

Zirnik mud volcanoes, reminiscent of the Baku region, are also observed.

11. HASANKALE:

The town of Hasankale, or Pasinler under which name it is known sometimes, is 40 kilometers east of Erzurum and is on the railway that goes from Erzurum to Cauauses in U.S.S.R. and lies on the edge of a graben extending in an east-west direction. Hot water and heavy oil seep from a number of points within few hundred meters. The valley is covered with Miocene sediments and the town is situated on a mass of dark igneous rock, which forms the banks of the valley mentioned. The intrusion which has distilled the oil from the Miocene sediments is young. The water in the baths ranging from 20° C to 42° C in temperature have these differences depending upon the depth of the still hot igneous rocks which they happen to be in contact with before coming to the surface.

12. KATRANLI:

About 40 kilometers south of Erzurum, in eastern Turkey and west of the village a small hand dug well, 65 feet deep, exists which has given several gallons of light oil from the Miocene sands. A short distance from the wellsite, oil seeps along the bank of the creek which on cleaning gives few liters of oil after standing overnight. The petroliferous sands are overlain by basic igneous flows which cover a large part of the area, and a few kilometers south, brine wells produced a ton and half of saturated salt water per hour.

13. DIVANIHÜSEYIN —NEFTIK:

About 25 kilometers south of Hinis in eastern Turkey light oil seeps from the Miocene shales in proximity to a diabase dike. Formerly the residents of the nearby village obtained oil in usable quantities by digging ditches near the seepage. The Neftik seepage is a few kilometers away at Hamurpet mountain where two small bodies of water separated by a basalt dike show oil which may be collected by patient skimming.

14. CHAKIRBEY:

North of the town of Ercis, on the north shore of Lake Van in eastern Turkey near the village of Chakirbey along Zeylan creek liquid oil is seen oozing from the pores of a ferro-magnesian igneous rock.

15. KURZOT:

Five kilometers south of the village of Kurzot, near the shores of Lake Van in Eastern Turkey, an important seepage has been known for many years. The occurrence is in the Cretaceous shales near the contact of a serpentine mass, and a fault. Besides the shales and the serpentine mentioned, volcanic breccia, dark colored eruptives, metamorphic shales and calcitized crystalline limestone occur in close association. Forty years ago, by digging a tunnel to the face of the serpentine, enough oil was collected to run the boats on Lake Van. In recent years, after repairing the tunnel that had caved in, about fifty barrels of 0.986 gravity oil was obtained, but the effort was given up as noneconomical.

CONCLUSIONS

The evidences of oil and gas associated with igneous rocks cited above support the following observations:

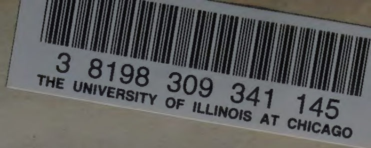
1) The seepages result from the petroliferous formations coming in contact with igneous rocks of a later age either in the form of a flow over the bituminous or carbonaceous formations or in the form of a dike or sill intruding into such a formation.

2) The process of distillation of the oil from the suitable sedimentary formation continues until the igneous body loses its heat.

3) While the process of distilling oil and gas proceeds and a porous body is in juxtaposition or connected by a fault, the possibility of accumulation exists which may vary from an interesting occurrence to a deposit of commercial magnitude.

INDICE DE AUTORES
DEL TOMO V

Se terminó la impresión del Tomo V (EUROPA) del Symposium sobre Petróleo y Gas del XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL, en las prensas de la EDITORIAL STYLO, el 14 de septiembre de 1956.


3 8198 309 341 145
THE UNIVERSITY OF ILLINOIS AT CHICAGO